Pro-0043A-C

Abschlussbericht zum Projekt:

Realisierungskonzept für das Südwestfälische Energiezentrum

Bewilligungszeitraum 01.12.2012bis 31.05.2014

Durchführende Institutionen:

Institut für Technologie und Wissenstransfer im Kreis Soest e.V. (TWS)
Dr. Jörg Scholtes

Fachhochschule Südwestfalen
Prof. Dr. Ulf Witkowski

Ingenieursgesellschaft Schmidt & Willmes
Jens Willmes

mdp group
Dirk Fortströer

Inhalt

1 Projektmanagement ... 8
1.1 Organisatorische Aspekte ... 8
1.2 Inhaltliche Aspekte ... 9
2 Berechnungsmodell ... 10
2.1 Gebäudesimulation ... 11
2.2 Simulationsmodell für das Hybridenergiesystem ... 14
2.3 Ermittlung optimaler Leistungswerte und Speichergrößen ... 25
2.4 Managementstrategie ... 30
2.5 Management des Wasserstoffspeichers ... 36
2.6 Auslegung des Kurzzeitspeichers (Batterie) ... 44
3 Standort und Gebäude ... 50
3.1 Entwürfe für den Standort Werl ... 50
3.2 Standortentwicklung Soest ... 52
3.3 Auslegung von Heizung, Kühlung und Lüftung ... 59
3.3.1 Heizung ... 59
3.3.2 Kühlung ... 63
3.3.3 Lüftungstechnik ... 64
3.4 Gestaltung des Technikraums ... 67
4 Gebäudeintegrierte Energieerzeugung ... 69
4.1 Photovoltaik ... 69
4.1.1 Dachintegration Foyer ... 69
4.1.2 Fassadenintegration Foyer ... 72
4.1.3 Flachdachanlage ... 73
4.2 Windkraft ... 74
4.2.1 Kleinwindanlagen für den Standort ... 75
4.2.2 Konventionelle Windkraft ... 80
5 Wasserstofferzeugung / Elektrolyse ... 87
5.1 Typen von Elektrolyseuren ... 87
5.1.1 Alkalische – Elektrolyse (AEL) ... 89
5.1.2 PEM – Elektrolyse (PEMEL) ... 91
5.1.3 Hochtemperatur – Elektrolyse (HTEL) ... 93

5.2 Auswahlmatrix 93
5.3 Peripherie 100
5.3.1 Gasreinigung und Trocknung 103
5.3.2 Luftzerlegung 104
5.3.3 Prozesswasser 105
5.4 Dynamik (Anfahrbereich und Geschwindigkeit) 106
5.5 Punkte der Wärmeauskopplung 107
5.6 Automation und Ankopplung an Kommunikation 107
6 Wasserstoffspeicherung 109
6.1 Speicheroptionen 109
6.2 Gewähltes Systemdesign 110
6.2.1 Druckspeicher 111
6.2.2 Hydrid-Speicher 112
6.2.3 Verdichter 118
6.2.4 Aufstellung des technischen Equipments 120
6.2.5 Verrohrung, Ventile und Peripherie 124
6.3 Funktionsbeschreibung des Speichersystems 126
6.4 Speichermanager 132
6.5 Besondere Betriebszustände und Sicherheitsaspekte 135
7 Rückverstromung / Brennstoffzellen 137
8 Prozessanbindung 147
8.1 Kennzeichnungssystem 147
8.1.1 Formale Struktur 147
8.1.2 Umsetzung des Kennzeichnungskonzepts im Energiezentrum 153
8.2 Einbindung der Komponenten in den Gesamtprozess 156
9 Energiemanagement 168
10 Wasserstoffübergabe in den mobilen Bereich 174
10.1.1 Konzept der Übergabestation 175
10.1.2 Technischer Aufbau der Übergabestation 176
10.1.3 Identifikation des Fahrzeugs, Abrechnung, Zugänglichkeit 178
10.1.4 Positionierung der Übergabestation 179
11 Wärmenutzung 180
12 Kraftwerksystem 185

13 Sicherheitsaspekte, gesetzliche Vorgaben 195
13.1 Begrifflichkeiten 195
13.2 Explosionsschutzdokument 196
13.3 Beschreibung der Gefahrenanalyse 197
13.3.1 Festlegen der Grenzen der Maschine, einschließlich deren bestimmungsgemäßer Verwendung und Fehlanwendung 197
13.3.2 Identifizieren von Gefährdungen und zugehörigen Gefährdungssituationen 198
13.3.3 Einschätzen des Risikos für jede identifizierte Gefährdung und Gefährdungssituation 204
13.3.4 Bewerten des Risikos und Treffen von Entscheidungen über die Notwendigkeit zur Risikominderung 208
13.3.5 Beseitigung der Gefährdung; Schutzmaßnahmen 208
13.4 Dokumentation der Gefahrenanalyse 211
13.5 Rechtliche Grundlagen und Normen 211
13.5.1 Geltende Gesetze, Vorschriften und Richtlinien 212
13.5.2 Normen zur Sicherheit 213
13.5.3 Normen zum Explosionsschutz 214
14 Kostenschätzung 215
14.1 Kostenschätzung nach DIN 276 215
14.2 Besondere technische Ausstattung des Energiezentrums 217
14.2.1 Wasserstofferzeugung / Elektrolyse 218
14.2.2 Gasspeicherung (Drucktanks, Verdichter und Komponenten) 218
14.2.3 Rückverstromung / Brennstoffzellen und Batteriespeicher 219
14.2.4 Hydraulische Einbindung in das Wärmemanagement 219
14.2.5 Hard- und Software für Prozessanbindung und Energiemanagement 220
14.2.6 Zählersystem zur Bilanzierung 220
14.2.7 Labor und Sicherheitstechnik 221
14.2.8 Wasserstoffabgabe in den mobilen Bereich / Tankstelle 221
14.2.9 Sonstige Kosten 222
14.3 Forschungsoptionen nach aktuellem Stand 222
14.3.1 Hydrid-Speicher mit Systemintegration und einem Fassungsvermögen von 2.500 m^3 222
14.3.2 Kraftwerkssystem 223

14.4 Energieerzeugung 223
14.5 Wartungs- und Ersatzkosten....224
15 Abbildungsverzeichnis 226
16 Tabellenverzeichnis....232
17 Literaturverzeichnis 234

Liste der beteiligten Personen und Institutionen

Fachhochschule Südwestfalen

Dennis Böhm,	M.Sc.
Teerapat Chinapirom,	M.Sc.
Philipp Kemper,	M.Sc.
Karl-Heinz Müller,	Prof. Dr.
Alexander Schaaf,	B.Sc.
Thomas Tetzlaff,	M.Sc.
Florian Wagner,	M.Sc.
Ulf Witkowski,	Prof. Dr.

Ingenieur GmbH Schmidt & Willmes

Markus Hartmann,	Techniker
Laura Peters,	M.Sc.
Markus Graf,	B.Eng.
Janusz Norkowski,	Dipl.-Ing.
Willy Willmes,	Dipl.-Ing.
Jens Willmes,	Dipl.-Ing., M.Eng.

mdp GmbH

Dirk Fortströer,	Dipl.-Kfm.
Fredi Müller,	Dipl.-Ing. (IHT Ag)

Institut für Technologie und Wissenstransfer

Martin Lammers,	Dipl.-Ing.
Hubert Paulus,	Dr. rer. nat.
Joachim Ritz,	Dipl. Ing.
Jörg Scholtes,	Dr. rer. nat.

Acconci Architekten GmbH

Andreas Acconci,	Dipl.-Ing.

Das Energiezentrum in Kurzform

Standort: Werkstraße; 59494 Soest
nördlicher Ausgang des Bahnhofs in unmittelbarer Nähe der Park&Ride-Plätze
Bauweise: Modulbauweise mit freitragenden Decken
zentraler, von allen Seiten einsehbarer Raum für die Unterbringung der Technik

Kenngrößen		Bemerkungen
Gebäudefläche	2.900 m^2	1.700 m^2 Nutzfläche
Elektrischer Bedarf	42 kWh/m^2a	
Thermischer Bedarf	46 kWh/m^2a	
Haustechnik		
Heizungsanlage	120 kW	kombiniert drei Erd-Wärmepumpe à 40kW thermisch
Regenerative Erzeugung		
Windenergie	120 kW	Anteil einer Großwindanlage z.B. 5% einer 2,5 MW-Anlage
Photovoltaik	98 kW_p	Kombiniert aus drei Teilanlagen, Fassade, Vordach und Flachdach
Kleinwindanlage	5 kW	Vertikalläufer mit geschwungener Blattgeometrie
Kurzzeitspeicher		
Batterie	88 kWh	Leistung ca. 70 kW
Langzeitspeicher		
Wasserstofferzeugung	70 kWh	Kombiniert zwei Elektrolyseure à 35 kW
Rückverstromung	16 kW	Kombiniert eine Brennstoffzelle mit 10 kW; ein Brennstoffzellenmodul mit 4 x 1,5 kW
Wasserstoff Druckspeicherung	10.000 m^3	drei Tanks mit je 95 m^3 bei 45 bar
Wasserstoff Hydridspeicherung	2.500 m^3	Forschungsoption: Speichermaterial 14 t mit externem Thermomanagement
Mobiler Bereich		
Wasserstoff-Hybrid-Fahrzeuge	2.500 m^3/a	fünf Fahrzeuge mit je 5.000 km Fahrleistung pro Jahr

1 Projektmanagement

TWS: Koordinierung und Federführung
alle weiteren Partner[1]

Wesentlicher Baustein des formalen wie inhaltlichen Projektmanagements waren die langfristig festgelegten regelmäßigen Treffen aller Beteiligten. Wegen der Komplexität und der unterschiedlichen Themenfelder war im Projekt nicht nur ein formales Projektmanagement, d.h. die Festlegung und Verfolgung von Terminen, erforderlich. Ein wesentlicher Part des Projektmanagements bezog sich auch auf inhaltliche Aspekte. Zu nennen sind hier z.B. die Detailausrichtung von Arbeitspaketen, die Abstimmung der Schnittstellen, Korrekturen bei Überschneidungen sowie die Entscheidungsfindung bei unterschiedlichen Lösungsansätzen insbesondere zum Energie- und Wasserstoffmanagement. Hierzu waren auch die Teilnahme an, bzw. die Organisation von Gesprächen mit den Herstellern, dem Architekten und der Wirtschaft & Marketing Soest GmbH (WMS, Wirtschaftsförderung der Stadt Soest) erforderlich. Auf die Erfahrungen mit der Arbeitsteilung und der gewählten Vorgehensweisen gehen die folgenden Abschnitte kurz ein.

Verzögerungen gab es vor allem durch den Standortwechsel. Dadurch war der konkrete Planungsentwurf für das Gebäude des Zentrums erst sehr spät verfügbar, was insbesondere bei der Detaillierung der technischen Gebäudeausstattung (ISW) und der Integration der Energieerzeugung (mdp) dazu geführt hat, dass die Arbeiten nicht zum geplanten Zeitpunkt abgeschlossen werden konnten. Diesem Aspekt wurde durch eine dreimonatige kostenneutrale Verlängerung Rechnung getragen. Ansonsten gab es lediglich zeitliche Verschiebungen bei der endgültigen Fertigstellung einzelner Arbeitspakete, da zum Teil abschließende Gespräche mit Herstellern oder Sicherheitsfachkräften eine längere Vorlaufzeit brauchten als ursprünglich veranschlagt.

1.1 Organisatorische Aspekte

Mit Beginn des Projektes wurden im zweiwöchigen Abstand 2-3 stündige Treffen vereinbart. Dabei wurde ohne formale Tagesordnung gearbeitet. Die Auswahl und das Zeitbudget für die einzelnen inhaltlichen Punkte wurden durch das Projektmanagement gesteuert. Die regelmäßigen Projekttreffen aller Beteiligten haben wesentlich zum Projekterfolg beigetragen. Dabei sind mehrere Aspekte positiv zu vermerken. Bei der Vielzahl von Beteiligten dienten die Treffen zunächst auch dem Kennenlernen sowie dem Abbau von Hemmschwellen. Die Besprechung relevanter Themen in der Gruppe war auch Garant dafür, dass trotz der breit gefächerten Arbeitsteilung jeder auf dem aktuellen Stand blieb. Nicht zu unterschätzen ist auch der Effekt, dass jedes Teamtreffen auch eine Art Deadline bildete, die Anlass dazu war, die eigenen (Teil)Arbeiten bis zum Termin in präsentabler und diskussionswürdiger Form aufzubereiten. Bei inhaltlich sehr speziellen Themen, die mit hoher Detailtiefe besprochen werden mussten, wurden zusätzliche Termine in spezifisch zusammengesetzten Gruppen anberaumt und nur die Ergebnisse dem Gesamtteam vorgestellt. Obwohl das Projektteam

[1] Es sind jeweils die beteiligten Projektpartner und ihre Tätigkeiten in Stichworten genannt. Der Projektpartner, der für das Paket verantwortlich zeichnet, wurde unterstrichen.

formal so aufgestellt wurde, dass von jedem Partner ein Verantwortlicher für die Koordinierung der internen Arbeiten zuständig war (ISW: Jens Willmes, mdp: Dirk Fortströer, FH-SWF: Prof. Ulf Witkowski, TWS: Dr. Jörg Scholtes), wurde die hierarchische Struktur nicht benötigt. In der Regel erfolgte die Absprache zwischen den für die Einzelarbeiten verantwortlichen Personen direkt oder bei entscheidenden Punkten unter Einbeziehung des Projektmanagements. Eine Vertretung gegenüber Dritten wurde abhängig von der Themenstellung in unterschiedlicher Zusammensetzung zwischen den genannten Verantwortlichen organisiert.

1.2 Inhaltliche Aspekte

Die mit der Antragstellung vorgenommene Aufteilung der Arbeiten in zwölf Pakete hat sich inhaltlich weitgehend bestätigt. Die weitere Untergliederung der Pakete in jeweils bis zu fünf Teilpakete jedoch nicht. Diese Feingliederung war zwar als inhaltlicher Leitfaden in Ordnung, allerdings kam es hier gegenüber der Planung zu teilweise deutlichen Verschiebungen bei den einzusetzenden Ressourcen. Zu nennen sind auch die umfangreichen Arbeiten zu Planskizzen, Prinzipbildern und zur eindeutigen Kennzeichnung der einzelnen Elemente. Zusammen mit der notwendigen Versionierung wäre es allein vom Arbeitsumfang her sinnvoll gewesen, diese Arbeiten in ein eigenes Arbeitspaket auszulagern. In der vorgegebenen Struktur mussten diese Aspekte jeweils einem Paket zugeordnet werden. Da die Arbeitspakete nach inhaltlichen Aspekten festgelegt wurden unterscheiden sich Komplexität und Arbeitsaufwand teilweise erheblich. So handelte es sich z.B. bei den Paketen 10 Wasserstoffabgabe an den mobilen Bereich, 4 Energieerzeugung und 7 Rückverstromung um Arbeiten mit einer kompakten Aufgabenstellung und gut zu definierenden Schnittstellen zum Umfeld, während die Pakete 2 Berechnungsmodell, 9 Energiemanagement und 8 Prozessanbindung insgesamt ein sehr komplexes Themenfeld mit vielen Querverbindungen umfassen und letztendlich das Projekt Energiezentrum inhaltlich bestimmen. Ein weiterer komplexer Punkt war die Entwicklung des Gasmanagers. Dabei mussten die folgenden Punkte berücksichtigt werden:

- die unterschiedlichen Volumina und Druckstufen,
- die Steuerung der Prozessabläufe,
- die Messtechnik zur Überwachung, Steuerung und Bilanzierung der Gasflüsse
- unterschiedliche Betriebszustände wie Normalbetrieb, Inbetriebnahme und Wartung
- Reaktionen im Fehlerfall
- Absicherung gegen größere Schäden

Nach Rücksprache mit einigen Sicherheitsfachkräften wurden die Punkte Gefahrenanalyse und Gefährdungsbeurteilung (Arbeitsschutz) als einzelnes Arbeitspaket betrachtet und zusätzlich zu den bei der Planung festgelegten Punkten bearbeitet.

Auch bei der Bearbeitung des Paketes 12 Kraftwerksystem gab es in der Bearbeitungsphase neue Erkenntnisse. So wurde gegenüber der ursprünglich geplanten Vorgehensweise, die eine Festlegung einzelner beispielhafter Anknüpfungspunkte vorsah, eine wesentlich abstraktere Beschreibung entwickelt, so dass es im Prinzip möglich ist, ein solches System nahezu beliebig zusammenzustellen. Eine konkrete Umsetzung dieser Beschreibung bleibt ebenso wie das Sammeln von Erfahrungen mit einer konkreten Anbindung ausgesuchter Komponenten einer späteren Projektumsetzung vorbehalten.

2 Berechnungsmodell

TWS: Datenbereitstellung, Struktur- und Modellentwicklung, Ergebniskontrolle
FH SWF: Modellansätze und Modellierung der Komponenten,
Implementierung von Management- und Prognosealgorithmen
Design und Implementierung des Systemmodells,
Entwicklung und Implementierung der Auslegungswerkzeuge (Systemoptimierung)
ISW: Gebäudesimulation

Um ein Hybridenergiesystem dimensionieren zu können, müssen Betriebseigenschaften, Wirkungsgrade, Leistungsgrenzen und Zeitkonstanten der einzelnen Komponenten sowie das Zusammenwirken und die Leistungsflüsse des Gesamtsystems bekannt sein. Ein hilfreiches Werkzeug ist ein Simulator mit entsprechend erstelltem Simulationsmodell des Zielsystems. Abbildung 1 zeigt eine schematische Darstellung des zu entwerfenden Hybridenergiesystems. Eine Einteilung des Systems in drei Leistungs- bzw. Medienflüsse (Wärme, Elektrizität und Wasserstoff) ist zu erkennen. Die Nutzung der Abwärme einzelner Komponenten führt zu einer starken Verkopplung der Teilsysteme und erfordert so eine feingranulare Modellierung des Systems mit einer zeitlich aufgelösten Analyse.

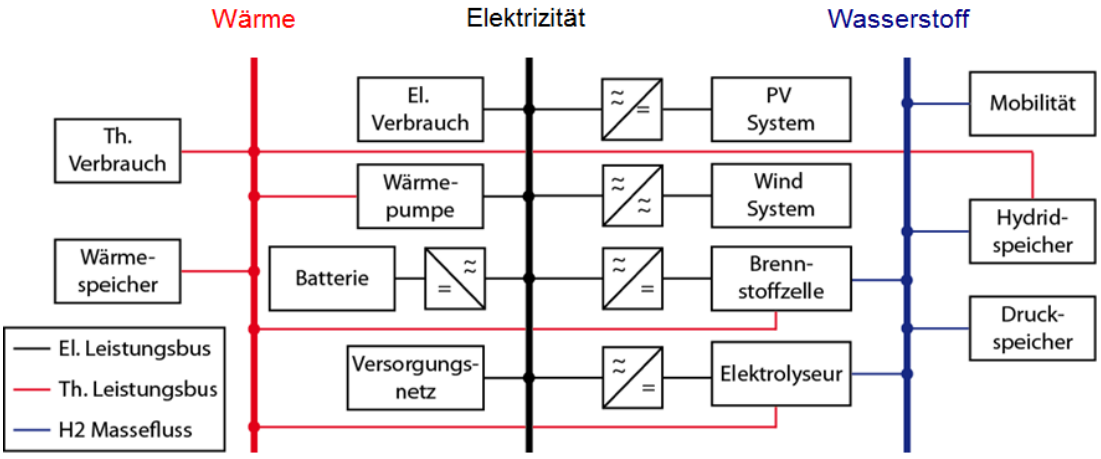


Abbildung 1: Struktur des Hybridenergiesystems des Südwestfälischen Energiezentrums (SWF-EZ)

Unabdingbare Voraussetzung für die erfolgreiche Anwendung eines solchen Simulators ist – über die genannten Kenngrößen der Komponenten hinaus – vor allem der Bestand an zutreffenden Last- und Erzeugungsprofilen. Hierzu kann zum Beispiel auf eine Gebäudesimulation, wie sie in Kapitel 2.1 beschrieben wird, zurückgegriffen werden. Hinsichtlich der thermischen Profile liefern diese Rechenmodelle verlässliche und in der Praxis validierte Ergebnisse. Bei den elektrischen Verbrauchsprofilen ist das Ergebnis der Simulation jedoch stark von fiktiven Annahmen geprägt. Würde zum Beispiel ein Arbeitsbeginn um 8:00 Uhr über alle Räume eines Bürogebäudes angesetzt, wäre eine große Lastspitze zu diesem singulären Zeitpunkt die Folge. In der Praxis wird sich dies so nicht ergeben, entsprechende Ansätze in

der Simulation bleiben aber rein fiktiv. Daher wurde im Projekt eine gemischte Vorgehensweise gewählt. Die thermischen Profile wurden mit der Simulation des in Kapitel 3.2 vorgestellten Gebäudeentwurfs errechnet. Bei den elektrischen Profilen wurden die über lange Jahre im KonWerl gemessenen – also real aufgetretenen – Profile verwendet. Die Leistung wurde dabei über die Verhältnisse der Bruttogeschossflächen angepasst. Da das Energiezentrum eine mit dem KonWerl vergleichbare Nutzung anstrebt, ergibt sich aus dieser Vorgehensweise eine valide Datengrundlage.

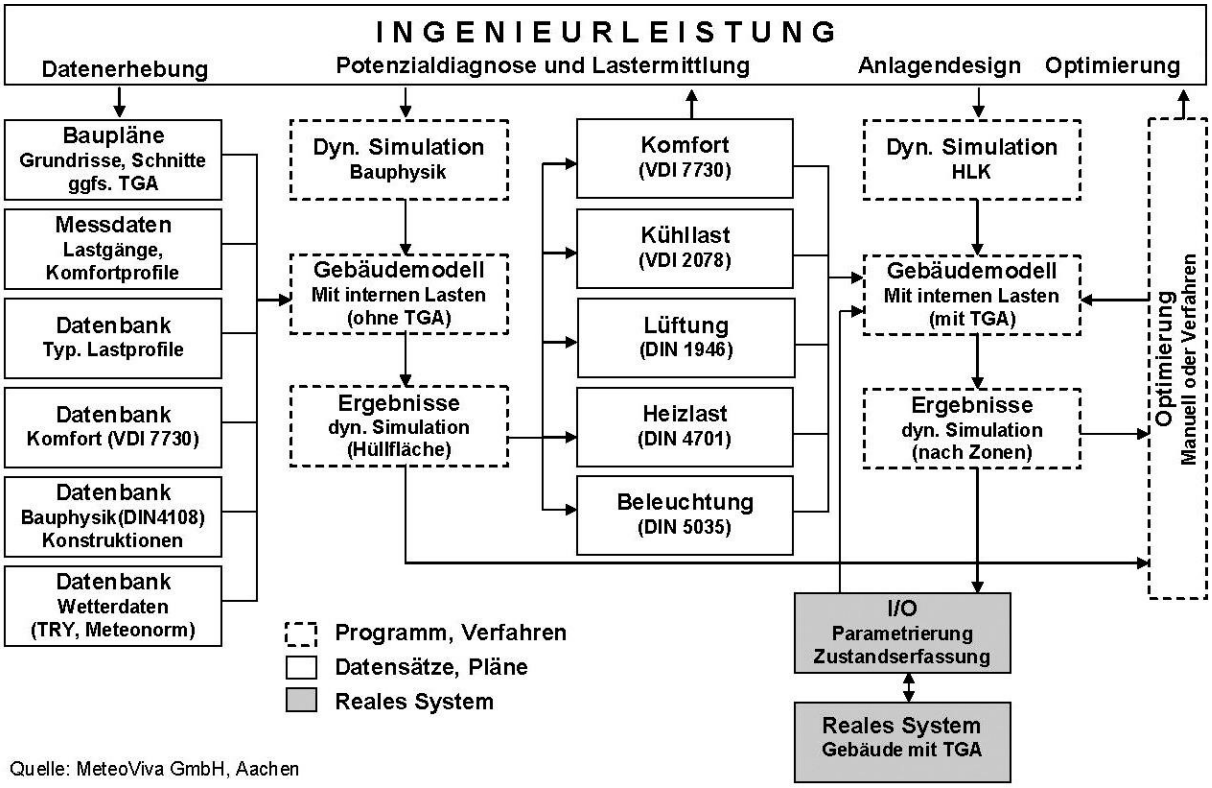
Da der Gebäudeentwurf als Basis für die Gebäudesimulation insbesondere wegen des Standortwechsels erst sehr spät vorlag, wurden für den Test des in Kapitel 2.2 beschriebenen Simulationsmodells sowohl die elektrischen als auch die thermischen Daten des KonWerl Zentrum verwendet. Mit der Vorlage der Ergebnisse der Gebäudesimulation wurden dann diese thermischen Profildaten verwendet, um die optimalen Leistungs- und Speichergrößen zu ermitteln (Kapitel 2.3).

2.1 Gebäudesimulation

Eine Simulation ist eine rechnergestützte Modellierung von Systemen. Modelle werden in allen Naturwissenschaften herangezogen, um reale Phänomene anschaulich und erklärbar zu machen. Weitere Gründe zur Erstellung eines Simulationsmodells können sein:

- Untersuchungen am realen Objekt sind technisch nicht möglich,
- die zu betrachtenden Zeitintervalle sind zu kurz oder zu lang,
- Untersuchungen am realen Objekt sind zu kostenintensiv,
- das reale Objekt existiert noch nicht.

In der gebäudetechnischen Simulation bildet das Gebäude das System. Im Bereich der Planung finden Simulationen immer mehr einen festen Platz. Dies hat damit zu tun, dass Gebäude und deren Technik immer komplexer werden und das Wechselspiel mit Störgrößen, wie Wetter, Wind, Sonne, Klima, innere Lasten, Nutzerverhalten usw., zunehmend komplizierter wird. Bei der Ermittlung der Energieverbrauchsstruktur stoßen klassische Rechenverfahren an ihre Grenzen, so dass die Simulation sie hier ergänzt. Simulation ist die wirklichkeitsnahe Nachahmung realer technischer Vorgänge mit Hilfe von mathematischen Rechenmodellen auf einem Rechner. An einer realitätsnahen Simulation können anschließend Experimente durchgeführt werden. Ergebnisse aus den Experimenten können dann auf das simulierte Gebäude übertragen werden. Eine anschließende Interpretation der Ergebnisse ermöglicht es, den Nutzen von Optimierungsmaßahmen bzw. Variantenbetrachtungen erkennen zu können. Hiermit können diese Optimierungsmaßnahmen ökologisch und ökonomisch untersucht werden und Entscheidungen für oder gegen Maßnahmen kompetenter getroffen werden, siehe Abbildung 2. Eine gebäudetechnische Simulation kann sowohl zur energetischen Optimierung von Neubauten (in der Entwurfsphase) als auch zur Analyse und Optimierung von Altbauten eingesetzt werden. In diesem konkreten Anwendungsfall dienen die Ergebnisse der Simulation mit als Grundlage, um eine realitätsnahe Energiebedarfsstruktur mit halb-stündlicher Genauigkeit zu ermitteln. Diese Ergebnisse fließen dann wieder in die Simulationsrechnungen zur Dimensionierung der Wasserstofftechnik ein. Auf diese Weise wird eine effektive und wirtschaftlich dimensionierte Anlagentechnik realisiert.

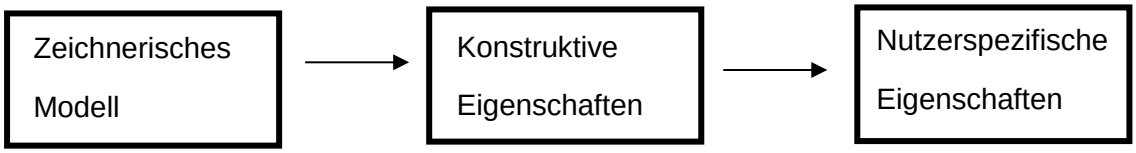


TGA: technische Gebäudeausstattung, HLK: Heizung Lüftung Klima

Abbildung 2: Grundlagen der thermischen Gebäudesimulation

Die Simulation des Gebäudes des zukünftigen Energiezentrums Südwestfalen erfolgt mit der Software DesignBuilder (Version: 3.0.0.105), welche auf den Berechnungsalgorithmus EnergyPlus (Version: 8.1.0) zurückgreift. Zunächst erfolgt die Erstellung eines dreidimensionalen Modells in drei Schritten:

1. Erstellung eines zeichnerischen dreidimensionalen Modells
2. Anpassung auf reale konstruktive Eigenschaften (Bauphysik)
3. Anpassung auf reale nutzerspezifische Eigenschaften



Anschließend werden die Daten als Input–Data an den Berechnungsalgorithmus von EnergyPlus übergeben. EnergyPlus führt die Berechnungen durch und erzeugt Output–Data, welche nun wieder von der Software DesignBuilder aufbereitet und dem Nutzer verständlich und anschaulich grafisch oder tabellarisch präsentiert werden. Anschließend erfolgt die Auswertung und Interpretation der Daten. Eine Überführung der Daten in eine Tabellenkalkulationssoftware ist möglich und erleichtert die Auswertung, sowie die Implementierung der Da-

ten in die Systeme der Projektpartner. Die Berechnungen, die im Rahmen dieses Projektes mit DesignBuilder durchgeführt wurden, basieren unter anderem auf stündlichen Wetterdaten. Für das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland liegen zurzeit 15 verschiedene Testreferenzjahre (TRY) für unterschiedliche Klimaregionen vor. Die Daten des Testreferenzjahres basieren auf mehrjährigen Messungen des Deutschen Wetterdienstes. Für die Simulationsrechnung des Energiezentrums Südwestfalen werden die Wetterdaten vom Standort „Essen“ verwendet. Soest liegt im Grenzgebiet der Testreferenzjahr-Regionen 5 „Essen“ und 6 „Bad Marienberg“. Die Entfernung zwischen Soest und Essen ist günstiger und die Regionen ähneln mehr als dies für den Standort Bad Marienberg der Fall wäre. Die Entfernung Essen und Soest beträgt ca. 80 km, so dass davon auszugehen ist, dass die Daten repräsentativ verwendet werden können. Neben den Wetterdaten sind die baukonstruktiven und nutzungsspezifischen Ansätze maßgebend. Bei der Erstellung des Modells wurde bereits der Baustandard der Energieeinsparverordnung 2014 angesetzt. Entsprechende Wärmedurchgangskoeffizienten für wärmeübertragende Bauteile sind in der Bauphysik des erstellten Modells berücksichtigt. Zudem wurde ein außenliegender Sonnenschutz als Jalousie zu Grunde gelegt, welcher zudem über die zentrale Regelung abhängig von der Sonneneinstrahlung und der Innentemperatur geregelt wird. Bei den Nutzungsprofilen wurde eine Standard Büronutzung hinterlegt. Auf Basis dieser Rahmenbedingungen wurde ein realitätsnahes Modell des zukünftigen Energiezentrum Südwestfalen erstellt. Dieses Modell wurde unter Berücksichtigung der Wetterdaten (siehe oben) über den Zeitraum von einem Jahr und Intervallen von einer halben Stunde simuliert. Die Ergebnisse dieser Simulation liefern verschiedene Daten:

- Diverse Wetterdaten
- Lufttemperatur
- Strahlungstemperatur
- Operative Temperatur
- Kühlleistung
- Heizleistung / Wärmebedarf
- Solare Gewinne
- Inneren Lasten durch Personen
- Innere Lasten durch Computer und EDV
- Beleuchtung
- Luftwechsel durch Infiltration
- Luftwechsel durch natürliche Lüftung
- Luftwechsel durch maschinelle Lüftung

Entscheidend für die Projektpartner war hier insbesondere das halbstündliche Profil des Wärmebedarfs des Gebäudes. Dieses ist ein maßgeblicher Eingangswert für die Dimensionierung der Wasserstofftechnik im Speziellen und des Energieversorgungssystems im Allgemeinen. Zudem dienen die Ergebnisse auch der Auslegung der Heizungs-, Kälte- und Lüftungstechnik für das geplante Gebäude. Auf diese Technik wird in Kapitel 3.3 näher eingegangen. Ein weiterer Aspekt der Gebäudesimulation ist die Generierung erster, einfacher 3D-Ansichten. Abbildung 50 zeigt als Beispiel die Ansichten der Längsseiten des Gebäudes.

Sehr hilfreich sind diese Modelle, da sich damit auch der Schattenwurf zu bestimmten Jahreszeiten als Film berechnen lässt. Diese Berechnungen dienten mit als Grundlage für die Integration der Photovoltaikanlagen in das Gebäude (Kapitel 4.1). Abbildung 59 und Abbildung 60 zeigen als Momentaufnahme eines solchen Films die Situation zu verschiedenen Tageszeiten am 21. Juni eines Jahres.

2.2 Simulationsmodell für das Hybridenergiesystem

Berechnungswergzeuge für Energiesysteme, die – wie in Abbildung 1 schematisch dargestellt – mehrere Medienstränge umfassen, deren Nutzung auf komplexe Weise miteinander verkoppelt sind, sind im Gegensatz zu den in Kapitel 2.1 beschriebenen Berechnungswerkzeugen zur Gebäudesimulation nicht auf dem Markt verfügbar. Daher war zur Auslegung des Hybridenergiesystems des Energiezentrums zunächst die Erstellung eines Berechnungs- und Simulationsmodells erforderlich. Dieses durch die Fachhochschule entwickelte Modell und die auf dieser Basis realisierte Simulation umfassen die Bereitstellung von elektrischer Energie über Photovoltaik und Windkraft, die Verknüpfung von elektrischen und thermischen Leistungsprofilen, die Erzeugung (Elektrolyseure) und Rückverstromung von Wasserstoff über Brennstoffzellen, die Speicherung von Wasserstoff inkl. der Berücksichtigung von Verlusten durch Kompression, die Wärmespeicherung und die Kurzzeitspeicherung elektrischer Energie in Form einer Batterie. Für die Kernkomponenten war es erforderlich, dynamische Modelle zu entwickeln, sodass sich Leistungsflüsse und Systemzustände zeitlich aufgelöst untersuchen und beobachten lassen. Auf Grund der Komplexität sowie des langen Simulationszeitraums von vier Jahren, der gewählt wurde, um trotz der Schwankungen von Witterung und natürlichem Energieangebot mehr als eine Momentaufnahme entwickeln zu können, entstehen sehr lange Rechenzeiten. Um die Komplexität der Berechnungen und so die Rechenzeit signifikant zu verkürzen, wurden mittels der entwickelten Gerätemodelle dynamische Kennlinien generiert, um das relevante Übertragungsverhalten der Komponenten abzubilden.

Ein wesentlicher Aspekt eines solchen Simulationsmodells ist die Möglichkeit die Komponenten eines solchen Hybridsystems und deren Auslegung im Hinblick auf ein Gesamtoptimum hin festzulegen. Hierzu wurde von der Fachhochschule ein geeignetes entwickelt. Grundsätzlich lassen sich drei Optimierungsziele für die Dimensionierung identifizieren:

- Minimieren des erzeugten Energieüberschusses
- Minimieren der benötigten Leistungsreserve
- Minimieren der Häufigkeit von Netzzugriffen und der Amplitude von Netz-Leistungsspitzen

Da aufgrund der Unsicherheiten mit dem konkreten Standort zu Beginn der Arbeiten noch keine Berechnungen zu den Verbrauchsprofilen des konkreten Gebäudes vorlagen, wurden zuerst die Tests und Optimierungen des Berechnungsmodells mit den vorliegenden – aus dem Energiepark KonWerl abgeleiteten und durch das TWS bereitgestellten – Datensätzen durchgeführt. Sobald Standort und erste Pläne verfügbar waren, konnten Leistungsprofile aus der Gebäudesimulation von ISW genutzt werden. Im Folgenden sollen zunächst wesent-

liche Aspekte des Simulationsmodells, anschließend das Werkzeug zur Dimensionierung und abschließend die Analyseergebnisse vorgestellt werden.

Die Datensätze zu den Verbrauchswerten lagen monatsweise als Excel Tabellen vor. Daher wurde ein Skript programmiert, um die Datensätze in Matlab zu importieren und in geeignete Eingangsvektoren für die Simulation zu überführen. Darüber hinaus mussten die Daten auf Konsistenz und Plausibilität geprüft und Fehlstellen durch Interpolation ausgeglichen werden. Abschließend wurden die Daten mit dem Verhältnis der Bruttogeschossflächen skaliert, um eine Anpassung an das Energiezentrum zu erreichen.

Das System Energiezentrum lässt sich an Hand der in Abbildung 1 dargestellten Übersicht in verschiedene Teilsysteme gliedern. Bei der Erstellung der Simulation sind zuerst Modelle der einzelnen Teilkomponenten entstanden, wobei die Anforderungen an diese Submodelle aus der Struktur der Systemsimulation vorgegeben sind.

Das Modell der Photovoltaik-Anlage soll zum Beispiel in der Lage sein, auf Basis der Globalstrahlung sowie der Umgebungstemperatur die generierte elektrische Leistung zu berechnen. Als Randbedingung war es Ziel, das System so zu modellieren, dass die benötigten Modellparameter aus frei verfügbaren Datenblattangaben der spezifischen Modultypen abgeleitet werden können. Es ist dann möglich, das erstellte Modell an ausgewählte Solarmodule anzupassen. Das Simulationsmodell eines Solarmoduls basiert auf dem elektrischen Ersatzschaltbild einer Solarzelle und den das Ersatzschaltbild beschreibenden Gleichungen.

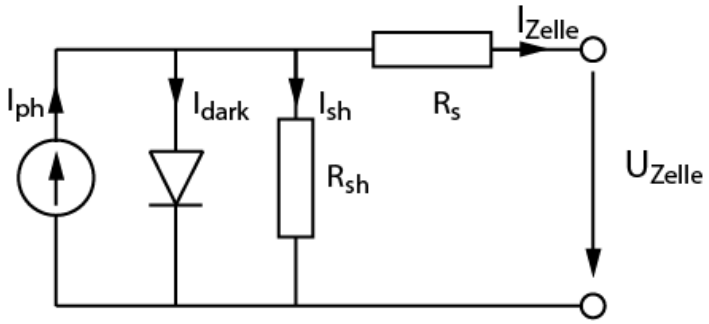


Abbildung 3: Ersatzschaltbild einer Solarzelle

Die Strom/Spannungscharakteristik kann mit Hilfe von Abbildung 3 beschrieben werden.

$$I_{Zelle} = I_{ph} - I_0 * \left[e^{\frac{U+I_{Zelle}R_s}{\alpha}} - 1 \right] - \frac{U_{Zelle}+I_{Zelle}R_s}{R_{sh}}$$

Die einzelnen Parameter wie α, I_{ph} und I_0 sind wiederum durch Gleichungen beschreibbar und werden durch die Eingangsgrößen und Solarstrahlung sowie durch modulspezifische Modellparameter bestimmt. Eine detaillierte Herleitung sowie die Bestimmung der Modellparameter ist in [1] beschrieben. Die Abhängigkeit der Strom/Spannungs-Charakteristik von Temperatur und Einstrahlung als Ergebnis einer exemplarischen Simulation eines „Yingli Panda 255“-Moduls sind in Abbildung 4 dargestellt.

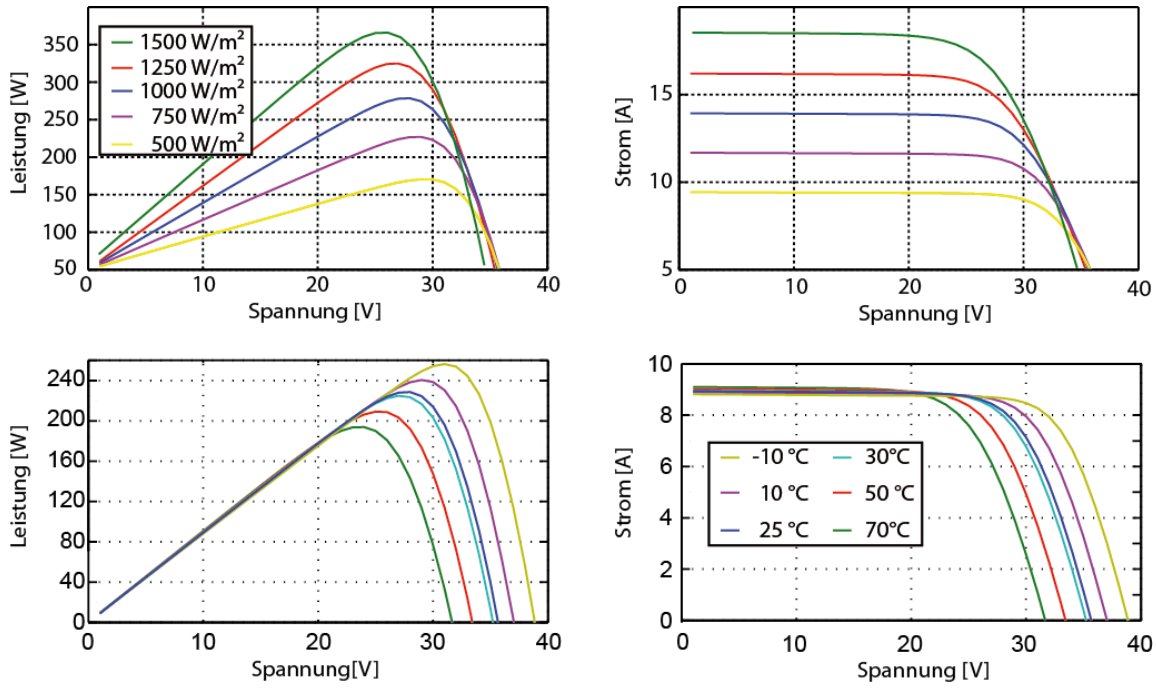


Abbildung 4: U/I-Charakteristik des Moduls „Yingli Panda 255“

Neben dem physikalischen Verhalten eines Solarmoduls musste, um die maximale Ausgangsleistung abhängig von der Einstrahlung zu ermitteln, eine Funktion zur Ermittlung des MPPs (Maximum Power Point) implementiert werden. Hier ist ein strombasierter Ansatz zum MPP-Tracking genutzt worden. Zur Einstellung des Arbeitspunktes musste neben dem Modell für ein einzelnes Modul noch eine Spannungsregelung implementiert werden. Mit Hilfe von MPP-Tracking und Spannungsregelung mit PI Regler kann so die Funktion eines PV-Umrichters simuliert werden. Die installierte Leistung der zu simulierenden Solaranlage kann durch die Anzahl der zu simulierenden Module skaliert werden.

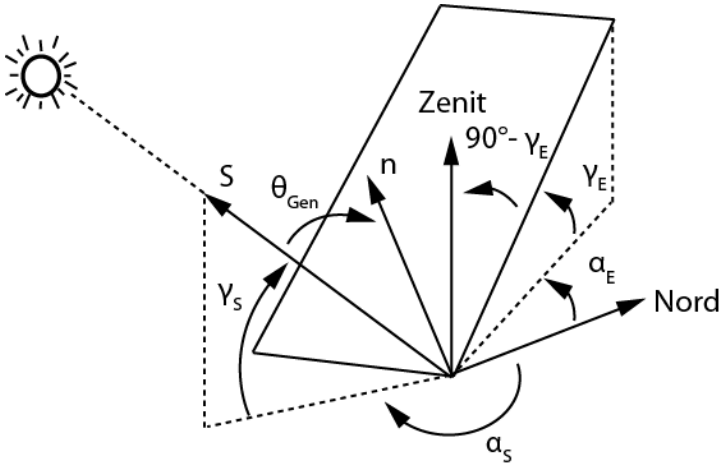


Abbildung 5: Sonneneinfallswinkel auf eine geneigte Fläche

Da meist nur Globalstrahlungswerte auf die ebene Fläche als Profile verfügbar sind, musste ergänzend ein Werkzeug zur Berechnung der Solarstrahlung auf eine gedrehte und geneigte Fläche, siehe Abbildung 5, basierend auf der horizontalen Globalstrahlung programmiert werden.

Entscheidend für die Transformation der Globalstrahlung auf eine geneigte Fläche ist der Einfallswinkel θ_{Gen} der Sonnenstrahlen auf die geneigte Fläche. Der Einfallswinkel ergibt sich als Skalarprodukt der Vektoren s und n.

$$s = (-\cos\alpha_s * \cos\gamma_s\ , -\sin\alpha_s * \cos\gamma_s\ , \sin\gamma_s\ )^T$$

$$n = (-\cos\alpha_E * \cos\gamma_E\ , -\sin\alpha_E * \cos\gamma_E\ , \sin\gamma_E\ )^T$$

Die Winkel α_E und γ_E sind dabei durch die Ausrichtung und Neigung der Solarmodule, die Winkel α_s (Sonnenazimut) und γ_s (Sonnenhöhe) durch den Stand der Sonne bestimmt. Der Stand der Sonne lässt sich mit dem DIN-Algorithmus [2] für jeden beliebigen geographischen Standort abhängig von Datum und Uhrzeit bestimmen. Abbildung 6 zeigt das mit Hilfe des entwickelten Werkzeugs generierte Sonnenbahndiagramm für Soest.

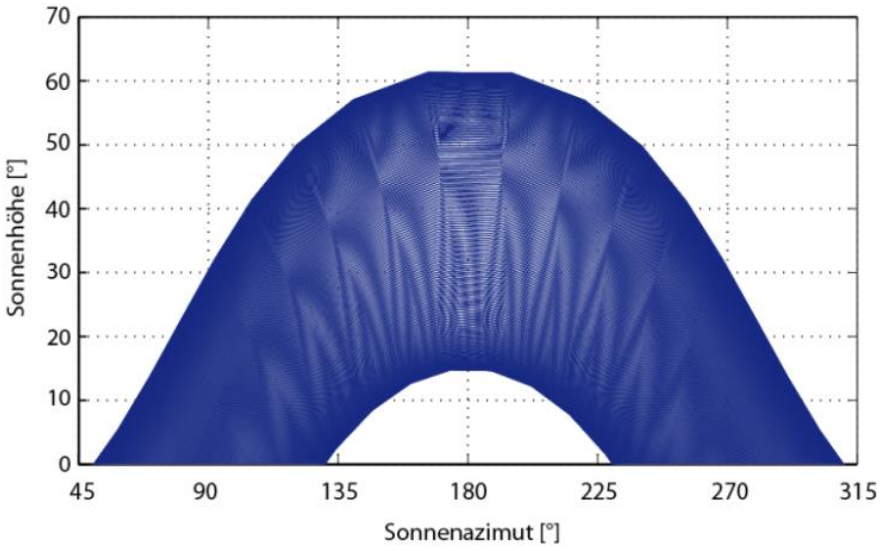


Abbildung 6: Sonnenbahndiagramm für Soest im Jahresverlauf

Die resultierende Strahlung auf eine geneigte Fläche ist im Wesentlichen aus drei Komponenten zusammengesetzt. Die direkte Strahlung auf eine geneigte Fläche ist stets um den Faktor $\frac{\cos\theta_{Gen}}{\sin\gamma_S}$ größer als auf die Horizontale. Die diffuse Strahlung auf die geneigte Fläche ist dem entgegen immer kleiner als die auf die Horizontale. Zur Berechnung der diffusen Strahlung wurde folgender isotroper Ansatz gewählt:

$$E_{diff,g} = E_{diff,hor} * \frac{1}{2} * (1 + \cos\gamma_E)$$

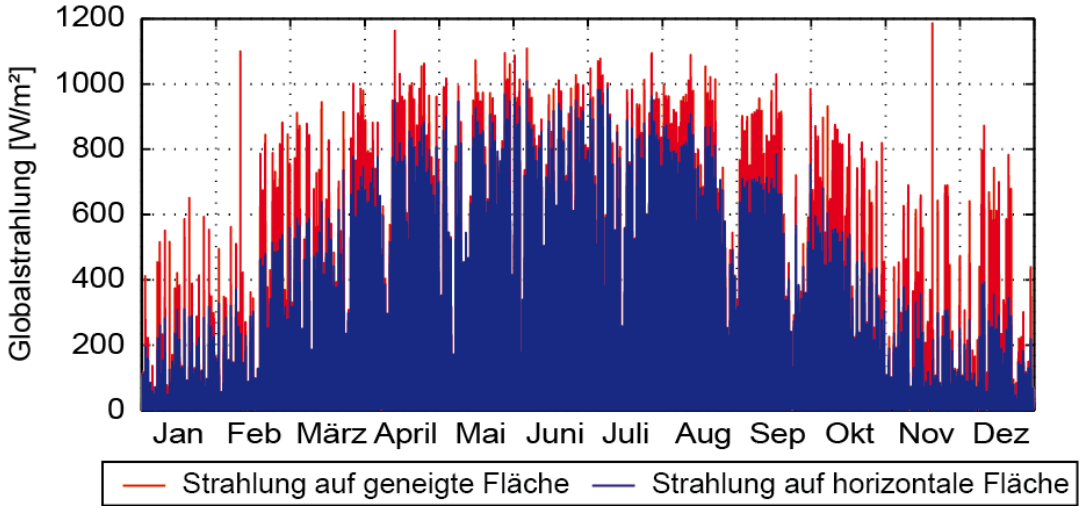


Abbildung 7: Vergleich der Solarstrahlung auf eine horizontale und eine um 30° geneigte nach Süden ausgerichtete Fläche

Die letzte Komponente ist der Anteil der durch Bodenreflexion verursachten Strahlung, sie lässt sich mit Hilfe des Albedo-Wertes A aus der Gesamtstrahlung auf die horizontale Fläche berechnen:

$$E_{refl,g} = E_{G,hor} * A * \frac{1}{2} * (1 - \cos \gamma_E)$$

Abbildung 7 zeigt beispielhaft den Einfluss der Neigung eines PV-Moduls auf die wirksame Einstrahlung. Die Ergebnisse wurden mit Hilfe des entwickelten Werkzeugs zur Optimierung der Strahlungsprofile für eine Anlage mit 30° Neigung und einer optimalen Südausrichtung ermittelt. Die verwendete Globalstrahlung ist in Werl gemessen worden. Die Daten aus dem Projekt Konwerl wurden durch das TWS aufbereitet und bereitgestellt.

Ähnlich zum Modell einer PV-Anlage muss über das Modell der Windkraft-Anlage (WKA) mit der Eingangsgröße Windgeschwindigkeit die aktuelle Ausgangsleistung der WKA berechnet werden. Dies ermöglicht die Leistungsgleichung einer WKA:

$$P_N = \frac{1}{2} * c_P * \rho * A * v_W^3$$

Da für viele Anlagen das Verhältnis von Nennleistung und Nennwindgeschwindigkeit bekannt ist, können der Leistungsfaktor c_p, die Luftdichte ρ und die Rotorfläche A durch das Verhältnis von Nennleistung P_N zu Nennwindgeschwindigkeit ersetzt werden, wobei dann der Leistungsfaktor als konstant angesehen wird. Diese Gleichung gilt für Windgeschwindigkeiten zwischen der Einsetzwindgeschwindigkeit v_{ein} und der Nennwindgeschwindigkeit v_N. Auf Grund der Pitch-Regelung moderner Anlagen ist die Ausgangsleistung für Geschwindigkeit über der Nennwindgeschwindigkeit bis zur Abschaltgeschwindigkeit konstant gleich der Nennleistung. Für Geschwindigkeiten unter der Einsetzwindgeschwindigkeit ist die generierte Leistung Null.

$$P_A = \begin{cases} 0 & v < v_{ein} \\ P_N * \frac{v_W^3}{v_N} & v_{ein} < v < v_n \\ P_N & v_n < v < v_{ab} \end{cases}$$

Neben dem auf der Gleichung basierenden Modell sind parallel Messdaten einer 1,8 MW Enercon-Windkraftanlage (E-66) vom TWS bereitgestellt worden. Mit Hilfe dieser Daten konnte ein empirischer Modellansatz verfolgt und realisiert werden, in dem ein Skalierungsfaktor zur Anpassung der installierten Leistung verwendet wurde.

Das Modell der Brennstoffzelle muss aus einer gegebenen Leistungsanforderung die generierte Abwärme sowie den aktuellen Wasserstoffverbrauch berechnen, da hier der Wirkungsgrad und somit Verbrauch und Abwärme stark vom Arbeitspunkt des Brennstoffzellensystems abhängen. Hierfür musste ein dynamisches Modell einer Brennstoffzelle entwickelt werden. Die Betriebseigenschaften eines Brennstoffzellenstacks werden hauptsächlich von vier stark verkoppelten Effekten bestimmt: U/I-Charakteristik, Thermisches Verhalten, Reaktanden-Konzentration und dem H2 Verbrauch

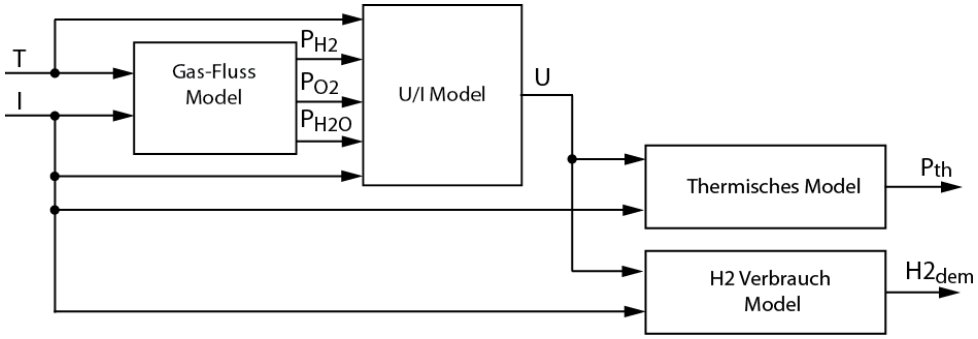


Abbildung 8: Modellstruktur Brennstoffzelle

Das Teilmodell U/I-Charakteristik hat die Eingangsgrößen Partialdrücke, Wasserstoff, Sauerstoff und Wasserdampf, sowie die Temperatur und den aktuellen Laststrom. Als galvanisches Element ist die Ausgangspannung der Brennstoffzelle abhängig von der Quellspannung minus der Spannungsverluste. Die Quellspannung kann abhängig von der Temperatur sowie den genannten Partialdrücken durch die Nernst-Gleichung beschrieben werden.

$$U_0 = \frac{-\Delta G_{f,0}}{2F} + \frac{RT}{2F} \cdot ln \frac{P_{H_2} . P_{O_2}}{P_{H_2O}}$$

Für PEM-Brennstoffzellen verursachen vier Effekte maßgeblich die auftretenden Spannungsverluste. Die Aktivierungsüberspannung, welche von der begrenzten Reaktionsgeschwindigkeit verursacht wird, die Stofftransport-Verluste, hervorgerufen durch die unerwünschte Permeation von Elektronen und Wasser durch den Elektrolyten sowie die Konzentrationsverluste, welche zum einen auf Grund von einer inhomogenen Reaktandenkonzentration an den aktiven Oberflächen der Elektroden und zum anderen durch eine begrenzte Reaktandenversorgung entstehen. Als vierte Ursache für Verluste sind die ohmschen Spannungsabfälle über der Elektrolyt-Membran und den Elektroden zu nennen. Abbildung 9 zeigt

die Struktur des entwickelten Modells, wobei die Modellierung der Teilkomponenten (Verluste) hier nicht detailliert aufgeführt ist. Die entsprechende Beschreibung ist in [1] zu finden.

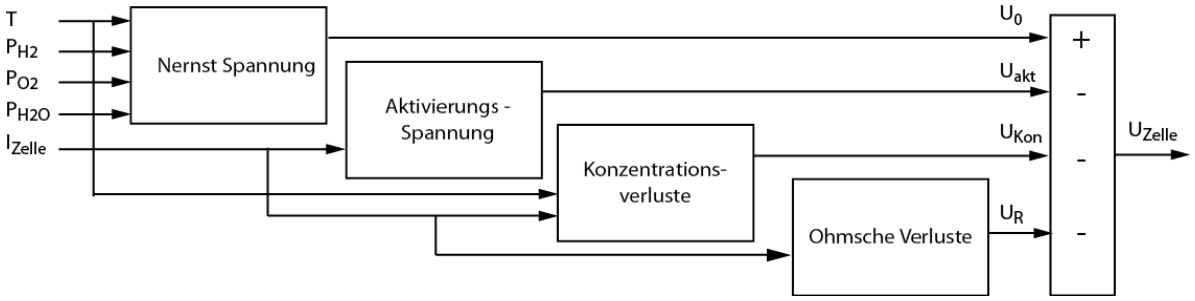


Abbildung 9: U/I Modell Brennstoffzelle

Die in Abbildung 8 dargestellten weiteren Subsysteme, H2-Verbrauch und die Berechnung der Abwärme resultieren aus der errechneten Zellspannung. So muss nach dem Energieerhaltungssatz die Differenz aus generierter elektrischer Energie und der Reaktionsenthalpie die frei gewordene Wärme sein. Würde die gesamte Reaktionsenthalpie in elektrische Energie umgesetzt, würde die Quellspannung einer Zelle 1,25 V betragen. Daraus folgt für die thermische Leistung:

$$P_H = P_{el} * (\frac{1{,}25V}{U_{Zelle}} - 1)$$

Die Menge des benötigten Wasserstoffs lässt sich auf Basis der Reaktionsgleichung bestimmen. Für jedes erzeugte Wassermolekül werden zwei Elektronen übertragen. Daraus folgt, dass die umgesetzte Ladung pro Mol H_2 zweimal der der Faraday-Konstante entspricht. Mit der molaren Masse für Wasserstoff ergibt sich daraus der Wasserstoffffluss zu:

$$\dot{N}_{H2} = 2{,}02 * 10^{-3} \frac{kg}{mol} * \frac{I * n}{2F}$$

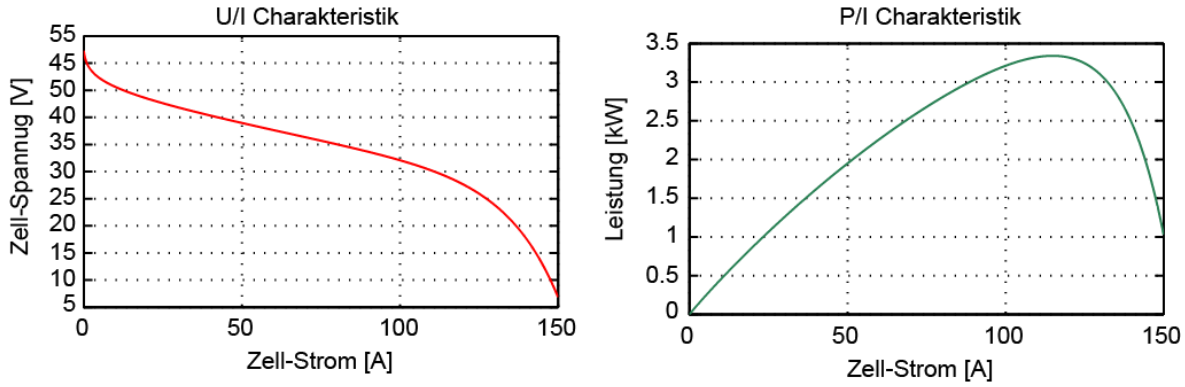


Abbildung 10: Spannungs- und Leistungskennlinien eines BZ-Stacks

Abbildung 10 zeigt beispielhaft die Ergebnisse des U/I-Models eines 3,3 kW Brennstoffzellenstacks (BZ-Stack). Der Nachteil des entwickelten Modells ist eine relativ lange Simulati-

onsdauer, die von der hohen Komplexität der Teilmodelle verursacht wird. Aus diesem Grund musste eine vereinfachte Lösung gefunden werden.

Daher wurde mit Hilfe des detaillierten Modells eine Kennlinie eines 3,3 kW Brennstoffzellenstacks generiert und diese in ein empirisches Modelle überführt. Auch hier kann mit Hilfe eines Skalierungsfaktors die tatsächliche Brennstoffzellengröße eingestellt werden. Da neben den reinen Stackverlusten zusätzlich die peripheren Systemgeräte (Luftversorgung, Kühlmittelpumpe, etc.) mit 7% der Systemleistung berücksichtigt werden müssen, wurde das Modell um einen entsprechenden Block erweitert. Das vollständige Systemmodell ist in Abbildung 11 gezeigt. Es konnte hierdurch ein Modell mit kurzen Simulationszeiten, einer skalierbaren Komponentengröße sowie reduzierter Systemkomplexität aus einem detaillierten dynamischen Modell entwickelt werden.

Da für das Zentrum sowohl der mögliche Einsatz eines PEM-Elektrolyseurs als auch ein Elektrolyseur auf alkalischer Basis erwägt worden ist, wurden dynamische Modelle für beide Elektrolyseurtypen implementiert. Da das Modell eines PEM-Elektrolyseurs sich nur im Detail, hier vor allem in der sehr detaillierten Modellierung des Stoffflusses, von der Modellstruktur der PEM-Brennstoffzelle unterscheidet, sei an dieser Stelle für die detaillierte Beschreibung auf [1] verwiesen.

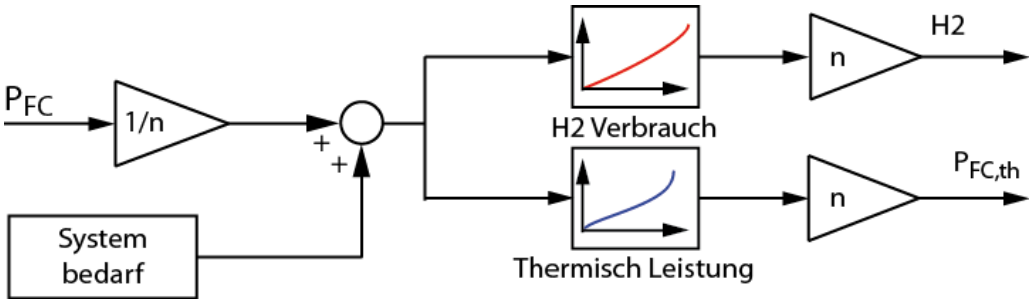


Abbildung 11: Empirisches Brennstoffzellenmodell

Auch der alkalische Elektrolyseur lässt sich mit Hilfe eines U/I-Modells, der Wasserstofferzeugung und der Erzeugung von Abwärme beschreiben. Abweichend muss bei der Betrachtung der Partialdrücke zusätzlich die Konzentration des Kaliumhydroxids in den Kanälen berücksichtigt werden. Ebenso unterscheidet sich die Modellierung der Spannungsverluste, da die Leitfähigkeit des Elektrolyts und die Austauschstromdichte an der Anode und der Kathode durch die Konzentration der Kalilauge beeinflusst werden. Die Modellierung der Wasserstofferzeugung erfolgt unter Berücksichtigung des Faraday-Wirkungsgrads in Analogie zum Brennstoffzellenmodell. Zur Abbildung der erzeugten Abwärme wurde mit Hilfe des Energieerhaltungssatzes und unter Annahme einer konstanten Elektrolyseurtemperatur eine Differenzialgleichung zur Berechnung der benötigten Kühlleistung (Abwärme-Leistung) aufgestellt:

$$\dot{Q}_{ab} = n_c * (U_{Zelle} - U_{th}) - \frac{T - T_a}{R_{T,elek}}$$

Ebenso wurden hier, um die Simulationszeit zu reduzieren, mit Hilfe dynamischer Modelle kennlinienbasierte Modelle entwickelt, die die peripheren Systemverluste, welche hier mit 10% angenommen wurden, berücksichtigen. Die Kennlinien entsprechen einem 10 kW Elektrolyseur und können durch einen Faktor skaliert werden. Auch hier sei für eine detaillierte Darstellung auf [1] verweisen.

Neben den energiewandelnden Komponenten mussten für ein vollständiges Systemmodell auch die Energiespeicher modelliert werden. Grundsätzlich können Energiespeicher durch Integration des zu speicherden Mediums beschrieben werden. Im Folgenden sollen die Realisierungen für die Beschreibung des Wasserstoff- und Wärmespeichers sowie für eine Batterie vorgestellt werden.

Da im Projekt sowohl ein Druckgasspeicher als auch ein Metallhydridtank für die Wasserstoffspeicherung vorgesehen sind, mussten Modelle für beide Speicher entwickelt werden. Darüber hinaus wurde ein Managementblock benötigt, welcher die Aufteilung des Wasserstoffflusses zwischen den Tankeinheiten koordiniert. Ebenso wurde ein Verdichter-Model entwickelt, welches abhängig vom Speicherdruck und dem Wasserstofffluss die benötigte elektrische Leistung des Kompressors ermittelt.

Das Modell des Drucktanks muss neben dem Ladestatus (SoC; State of Charge) auch den aktuellen Druck im Speicher abhängig vom Füllstand errechnen. Der SoC wird durch Integration des Wasserstoffflusses und Skalierung des Ergebnisses auf das Volumen des Speichers ermittelt. Der Druck kann mit Hilfe der allgemeinen Gasgleichung berechnet worden. Die besondere Reaktionskinetik des Metallhydrids und die Einbindung der Abwärme des Hydridspeichers erforderten, dass neben dem SoC auch die Wärmeentwicklung abhängig vom Wasserstofffluss berechnet wird. Dies konnte mit Hilfe des Absorptions- und des Desorptionskoeffizienten des verwendeten Hydrid-Materials implementiert werden. Die Aufteilung des Wasserstoffflusses auf die Tanksysteme wurde so implementiert, dass bei einem Wärmebedarf vorrangig im Metallhydrid gespeichert wird und ansonsten der Druckspeicher bevorzugt wird. Weiter musste berücksichtigt werden, dass die erlaubten Speicherfüllstände zwischen 0% und 100% eingehalten werden und bei Bedarf eine entsprechende Fehlermeldung an den Systemcontroller übermittelt wird. Der Kompressor konnte mit Hilfe von Kennlinien modelliert werden. Die Kennlinien wurden für den ausgewählten Verdichter D100VE (vergl. Kap. 6) durch Firma Sera bereitgestellt und mit Hilfe einer Look-Up-Tabelle in Simulink implementiert.

Zur Modellierung der Batterie wurden zwei Ansätze verfolgt. Zum einen wurde ein detailliertes Modell einer LiFePo (Lithium-Eisenphosphat) Batterie entwickelt und zum anderen ein einfacher Ansatz mit Integrator implementiert. Der vereinfachte Ansatz bildet den SoC der Batterie ähnlich wie die Berechnung des Wasserstofffüllstandes durch Integration des Batteriestromes und dem Skalieren des Ergebnisses auf die Speicherkapazität. Die Entwicklung des detaillierten Modells wurde mit Hilfe von Messungen an einer im Labor verfügbaren Batterie durchgeführt. Die Dokumentation der Messung sowie die Erläuterung der verwendeten Gleichungen und Parameter ist [1] zu entnehmen. In einem vereinfachten Ansatz wird der SoC in Analogie zum Wasserstoffspeicher durch Integration des Batteriestroms und der Skalierung auf die Kapazität der verwendeten Batterie realisiert.

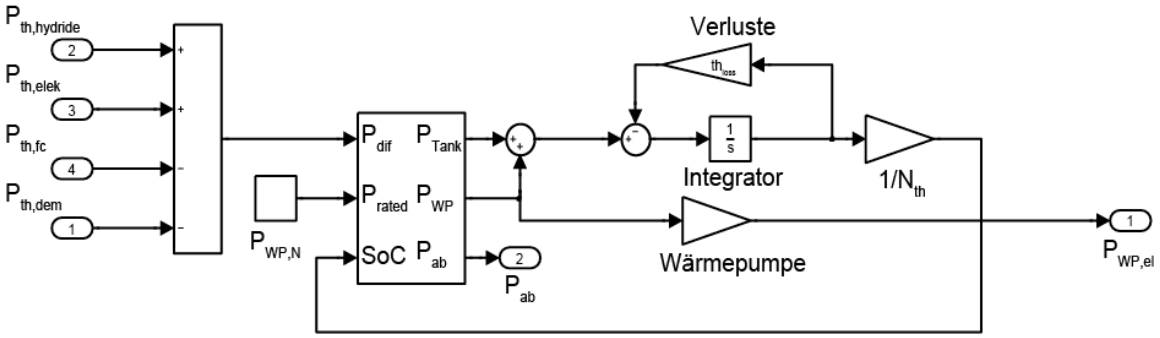


Abbildung 12: Modell für thermischen Speicher und Wärmepumpe

Abbildung 12 zeigt das Modell des thermischen Speichers, der Wärmepumpe und der dazu gehörenden Steuerlogik. Abhängig vom Ladestatus des thermischen Speichers wird die in den Komponenten (Elektrolyseur, Brennstoffzelle, Verdichter) generierte Abwärme eingespeichert oder als nötige Kühlleistung abgeführt. Sinkt der Ladestatus unter einen kritischen Wert, lädt die Wärmepumpe den Speicher nach, wobei die eingesetzte Leistung vom aktuellen Ladestatus abhängig ist. Der thermische Speicher wurde durch eine Integration mit negativer Rückkopplung implementiert. Die Rückkopplung repräsentiert die thermischen Verluste, welche mit der Unterstützung von ISW bestimmt wurden.

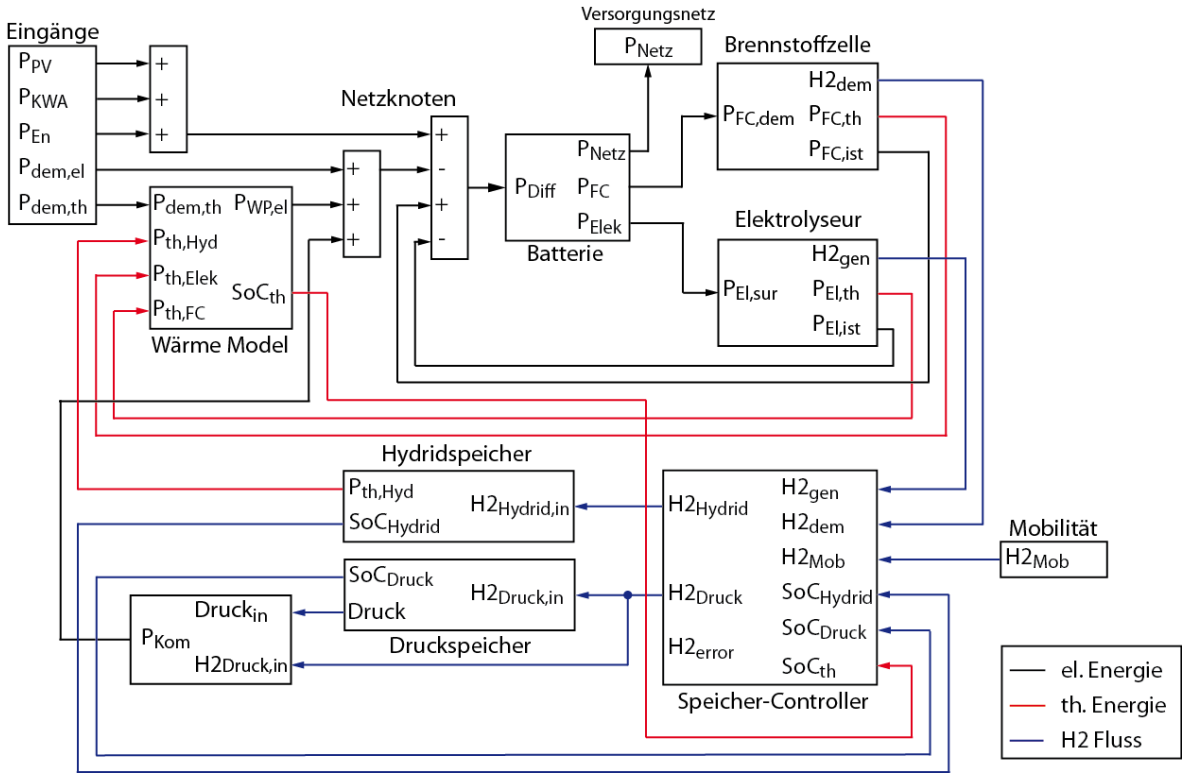


Abbildung 13: Struktur des implementierten Systemsimulationsmodells

Abschließend wurden die bisher aufgeführten Teilmodelle zu einem vollständigen Systemmodell, siehe Abbildung 13, zusammengeführt. Ergänzend zu den bisher aufgeführten Sub-

modellen wurde die H2-Übergabe in den mobilen Bereich als weitere H2-Last berücksichtigt. Die nicht vom System bereitgestellte bzw. speicherbare Leistung wurde als P_{Netz} ausgewiesen.

Die Eingangsgrößen des in Abbildung 13 gezeigten Simulationsmodells sind zum einen die Leistungserzeugung durch Photovoltaik- und Windkraftanlagen, wobei hier Kleinwindkraftanlagen und Großwindanlagen berücksichtigt wurden, und zum anderen der thermische und elektrische Leistungsbedarf. Abhängig von der implementierten Systemarchitektur und der Managementstrategie, hier Teil des Batterieblocks, werden die Leistungsflüsse aufgeteilt. Der Brennstoffzellen- beziehungsweise Elektrolyseurblock errechnet aus Überschuss- bzw. Bedarfsleistung den resultierenden Wasserstofffluss und die abgegebene Wärmeleistung. Der Wasserstofffluss wird durch die H2-Speicherblöcke verarbeitet und die Füllstände sowie die Verdichterleistung werden zurückgekoppelt. Die generierte Abwärme wird auf den thermischen Block zurückgekoppelt. Die entscheidenden Faktoren zur Beeinflussung des Modells sind die Systemparameter und die Eingangsdatensätze. Wobei die Systemparameter die ausgewählten Komponenten beschreiben und die Eingangsdaten die Systemumgebung. Obwohl die hier beschriebenen Modelle und die vollständige Simulation spezifisch für die Anwendung im SWF-EZ entwickelt wurden, lassen sich die implementieren Werkzeuge, Methoden und Modelle leicht auf verschiedene Hybridenergiesysteme übertragen, um für diese Systeme Analysen bzw. Optimierungen durchzuführen.

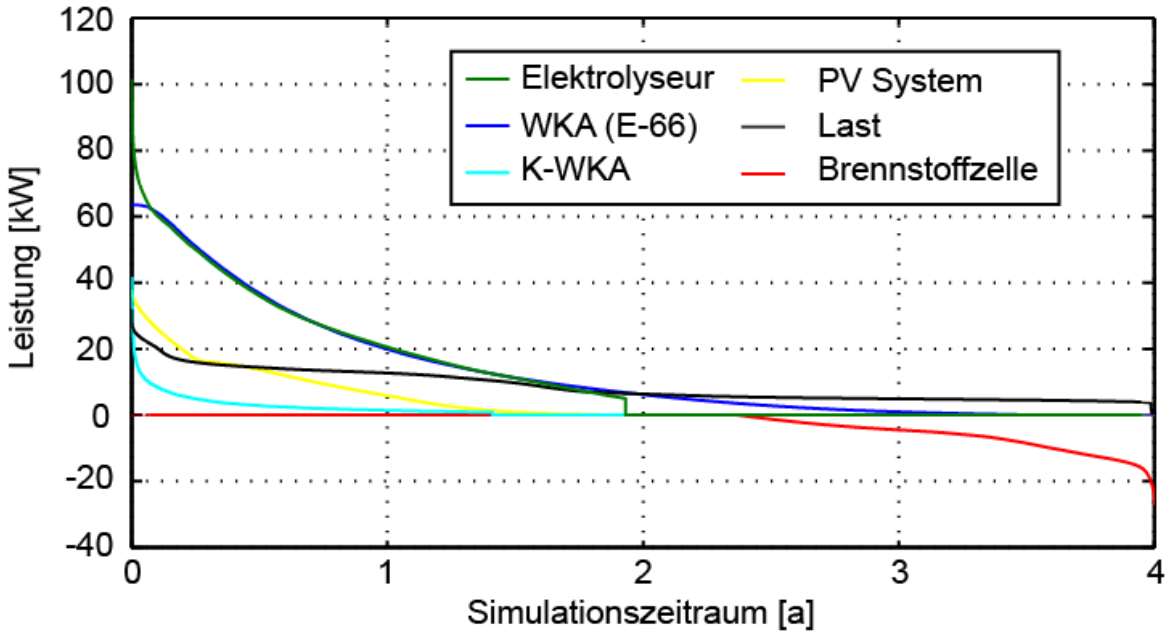


Abbildung 14: Leistungsdauerlinien für eine Beispielkonfiguration

Abbildung 14 zeigt Leistungsdauerlinien verschiedener Systemkomponenten für eine Beispielkonfiguration. Als regenerative Erzeuger wurden hier eine 40 kWp PV-Anlage, 3,5% der produzierten Leistung einer 1,8 MW Großwindkraftanlage (WKA) und eine 40 kW Kleinwindanlage (K-WKA) simuliert. Im Vergleich der Dauerlinien von WKA und K-WKA ist deutlich zu erkennen, dass die WKA trotz ähnlichem Leistungsbereich signifikant mehr Energie

bereitstellt als die K-WKA. Um eine ähnliche Energiemenge durch eine K-WKA zu generieren, müssten aufgrund der sehr viel niedrigeren Volllaststunden mehr als 10 kleine Anlagen installiert werden. Neben den sehr hohen Kosten würden die Leistungsspitze zu Zeiten besonders starken Windes eine weitere Herausforderung an die Systemarchitektur darstellen. Auf Grund dieser Hindernisse ist entschieden worden, den Hauptanteil der genutzten Windenergie durch einen prozentualen Anteil einer konventionellen WKA Anlage darzustellen.

2.3 Ermittlung optimaler Leistungswerte und Speichergrößen

Beim Entwurf optimaler Hybridenergiesysteme muss zu Beginn der Begriff optimal definiert werden, beziehungsweise es sind Kriterien für den Entwurf festzulegen. In Energiesystemen mit Energiespeichern gibt es hauptsächlich zwei spezifische Kriterien. Ein Kriterium ist die Reduktion des Leistungsüberschusses und der benötigten Leistungsreserve (Systemdesign Supply-Demand-Matching). Das zweite Kriterium berücksichtigt eine Netzintegrationssicht. Hier ist es vor allem wichtig, die Höhe und Häufigkeit von Netzleistungsspitzen zu reduzieren, um einen Einfluss auf das Netz mit möglichen Auswirkungen auf die Netzstabilität zu minimieren (Peak-Load-Shaving).

Ebenfalls sind die gefundenen Optimierungskriterien für die Systemkosten relevant. Die Investitionskosten sind vor allem durch die Nennleistung und die Speicherkapazität der Speicherkomponenten (Batteriesystem, Elektrolyseur, Brennstoffzelle, H2-Speicher) bestimmt. Durch Reduktion des Speicherbedarfs werden also Kosten gesenkt. Da das eigentliche Ziel des Energiesystems die Versorgung des Südwestfälischen Energiezentrums ist, ist eine minimale Systemkonfiguration durch eine energetisch autarke Versorgung bestimmt. Eine Reduktion der Überschüsse und benötigten Reserven erfordert eine Analyse der Ursachen für Überschüsse und Defizite inklusive einer quantitativen Untersuchung. Im Allgemeinen verursachen die nicht steuerbaren regenerativen Energieerzeuger eine Differenz von Erzeugung und Bedarf. Zur Analyse sind die Lastdaten und Ergebnisse der Erzeugersimulation in vier gleich lange Jahre zerlegt worden und in Abbildung 15 dargestellt.

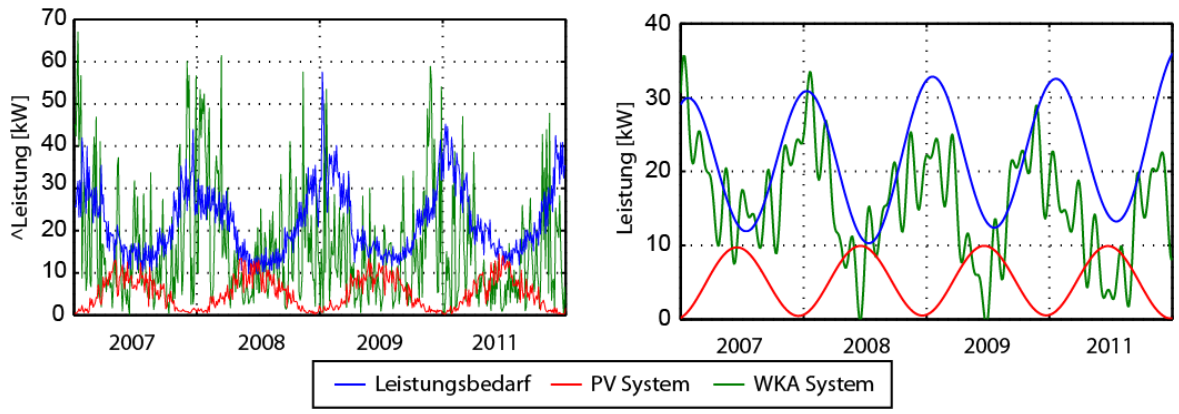


Abbildung 15: Leistungserzeugung und Lastbedarf von 2007 bis 2010

Abbildung 15 zeigt die Erzeugung und Lastcharakteristik für die Jahre 2007 bis 2011 als Datenbasis für die Systemauslegung. Um die Anzahl der Werte zu reduzieren, ist ein 3 Tage Mittelwertfilter implementiert worden. Der Leistungsbedarf umfasst die elektrische Last sowie

die thermische Last umgerechnet mit der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe. Um eine Periodizität innerhalb der Daten zu analysieren, sind in Abbildung 15 die Daten mit überlagerten Sinusfunktionen angenähert (Abbildung 15 rechts).

Grundsätzlich korreliert der Lastgang mit dem Jahreszeitenwechsel, wobei kaum eine Variation über mehrere Jahre hinweg zu erkennen ist. Während der Sommer sowie Teile des Frühlings und des Winters von schwacher Nachfrage bestimmt sind, ist die Last während des Winters und in der zweiten Herbsthälfte sowie zu Beginn des Frühlings hoch. Die Leistungserzeugung des PV-Systems ist charakterisiert von einer starken Produktion während des Sommers und geringen Leistungen im Winter. Schwieriger ist eine klare Einteilung bei der Erzeugungscharakteristik der WKA. Jedoch sind Phasen stärkerer Erzeugung im Winter sowie im Frühling und Herbst zu erkennen. Zusammenfassend lässt sich also sagen, dass die Erzeugungscharakteristik der PV-Anlage nahezu asynchron zum Lastgang, die Erzeugung der WKA dagegen deutlich synchroner zum jährlichen Lastgang verläuft.

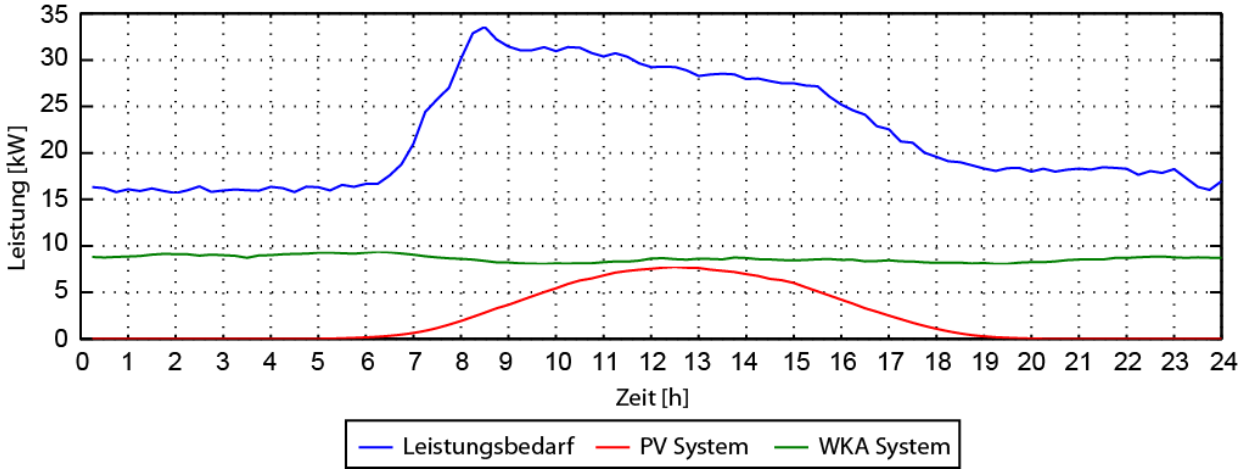


Abbildung 16: Tagescharakteristik von Leistungsbedarf und Energiebereitstellung

Neben der jahreszeitlichen Charakteristik ist der Tagesverlauf der Leistungen entscheidend. Daher wurde aus den verfügbaren Daten der betrachteten vier Jahre ein durchschnittlicher Tag, siehe Abbildung 16, berechnet. An Hand von Abbildung 16 ist zu erkennen, dass die Erzeugungscharakteristik der PV Anlage annähernd dem Leistungsbedarf folgt. Für die aus dem Wind erzeugte elektrische Leistung ist keine eindeutige zeitliche Abhängigkeit zu erkennen. Im Durchschnitt ist die Wahrscheinlichkeit, dass die WKA Leistung zu einer spezifischen Zeit generiert, nahezu identisch, also die durchschnittlich produzierte Leistung konstant. Zusammenfassend lässt sich also festhalten, dass die durch die Photovoltaik generierte elektrische Leistung dem Tageslastgang annähernd folgt. Dem entgegengesetzt korreliert die WKA-Erzeugungscharakteristik eher mit dem Verlauf des Lastgangs im Jahr.

Ausgangspunkt für die Dimensionierung der Systemkomponenten war eine These, die die genannten Erzeugungscharakteristiken zu Grunde legt. Die These besagt, dass es eine sinnvolle Kombination von installierter Wind- und Photovoltaikleistung gibt, welche beiden Charakteristiken Rechnung trägt und einen minimalen Überschuss generiert. Die optimale Auslegung des Systems beinhaltet also die Bestimmung des optimalen Verhältnisses von

PV- zur WKA-Leistung. Basierend auf dem Verhältnis kann dann die benötigte Leistung bestimmt werden. Auf Basis der berechneten Erzeugung folgt dann die Bestimmung von Elektrolyseur und Brennstoffzelle sowie der benötigten H2-Speicherkapazität. Da eine Batterie die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch nur marginal beeinflusst, wurde zur Dimensionierung ein um die Batterie reduziertes Systemmodell genutzt. Die Auslegung der Batterie hingegen erfolgt mit Hilfe einer separaten Analyse des Ladestatus abhängig von der gewählten Batteriekapazität und mit einer bereits optimierten Erzeugung.

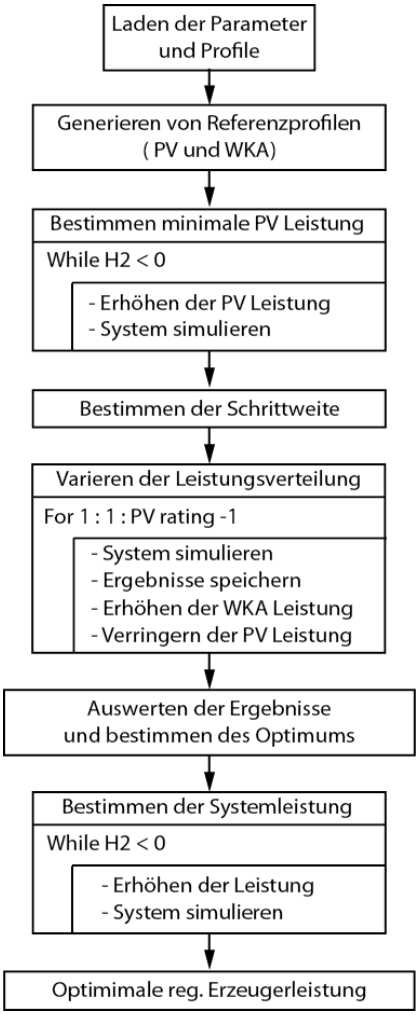

Laden der Parameter und Profile
Generieren von Referenzprofilen (PV und WKA)
Bestimmen minimale PV Leistung
While H2 < 0
- Erhöhen der PV Leistung
- System simulieren
Bestimmen der Schrittweite
Varieren der Leistungsverteilung
For 1 : 1 : PV rating -1
- System simulieren
- Ergebnisse speichern
- Erhöhen der WKA Leistung
- Verringern der PV Leistung
Auswerten der Ergebnisse und bestimmen des Optimums
Bestimmen der Systemleistung
While H2 < 0
- Erhöhen der Leistung
- System simulieren
Optimimale reg. Erzeugerleistung

Abbildung 17: Algorithmus zum Bestimmen einer optimalen Erzeugung basierend auf PV und Windkraft

Abbildung 17 zeigt eine grafische Darstellung der einzelnen Schritte des von der Fachhochschule entwickelten Algorithmus. Schritt 1 beinhaltet das Vorbereiten der Simulation. Es werden Simulationsparameter, Lastgänge und Wetterbedingungen geladen. Anschließend werden Referenz-Erzeugungsprofile erstellt. Dies geschieht mit Hilfe der eingangs beschriebenen PV- und WKA-Modelle (Referenzen: 23.5 kWp PV auf dem KonWerl Zentrum; 1800 kW WKA Enercon E66 in Werl Mawicke). Mit Hilfe der skalierbaren Referenzprofile lässt sich der Zeitbedarf für die anschließenden Simulationen erheblich reduzieren. In einem

nächsten Schritt wird unter der Annahme, dass eine PV-Anlage als einziger Erzeuger das Zentrum versorgt, die benötigte installierte Leistung dieser PV-Anlage bestimmt. Als Kriterium, ob das Gebäude versorgt wurde, ist eine positive Wasserstoffbilanz am Ende des Simulationszeitraumes entscheidend. Vorgehensweise ist, in einer Schleife das System zu simulieren und nach jedem Iterationsschritt die installierte Leistung zu erhöhen. Abbruchkriterium der Schleife ist die positive H2 Bilanz.

Startend mit der bestimmten maximalen PV-Leistung wird jetzt ein weiterer Iterationsprozess gestartet. Ziel ist es, die installierte PV-Leistung zu reduzieren und parallel die berücksichtigte WKA-Leistung zu erhöhen. Es wird so ein Ergebnisfeld generiert, welches die Möglichkeit bietet, das System in Abhängigkeit vom Verhältnis der genutzten regenerativen Erzeuger zu analysieren. Um eine Vergleichbarkeit der Simulationsergebnisse der einzelnen Iterationsschritte zu erreichen, muss sichergestellt werden, dass die Leistungsverschiebung von PV zu Wind so erfolgt, dass die Summe der insgesamt generierten Energie konstant ist.

Abbildung 18 zeigt die synthetisierten Ergebnisse des Iterationsprozesses. In a) ist das Verhältnis des Energieüberschusses zur insgesamt erzeugten Energie über dem Verhältnis von WKA-Leistung zu installierter PV-Leistung aufgetragen. In b) ist das Verhältnis von benötigtem Backup aus gespeicherter Energie zur insgesamt nachgefragten Energie über dem Verhältnis der regenerativen Erzeugerleistungen gezeigt. Beide Abbildungen zeigen ein eindeutiges Minimum bei einem Verhältnis von $\frac{P_{Wind}}{P_{PV}} = 1{,}2$. Aus Abbildung 18 ist auch ersichtlich, dass ein hoher PV-Anteil zu einem starken Anstieg der generierten Überschüsse und der benötigten Reserven führt. Eine Erhöhung des Anteils der installierten Windleistung ist dagegen als nicht so kritisch anzusehen.

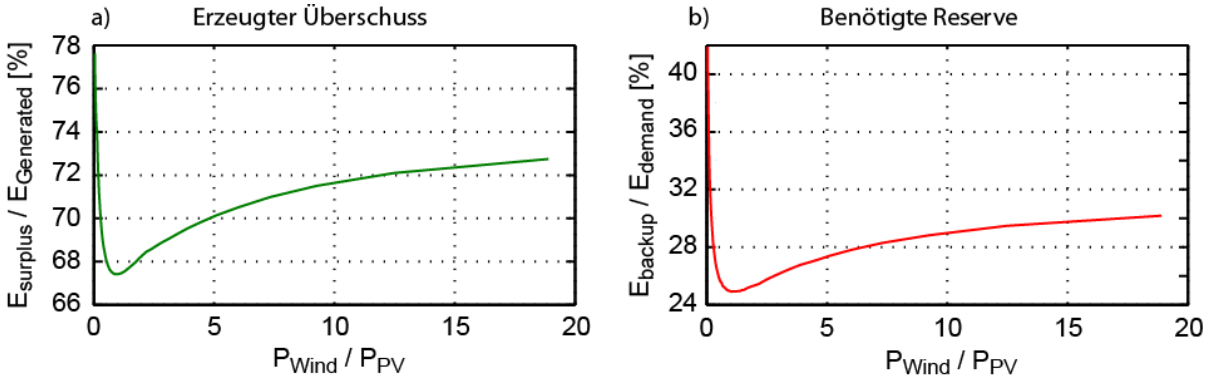


Abbildung 18: Iterationsergebnisse bei einer Variation des Leistungsverhältnisses von WKA- und PV-Anlagen

Die tatsächlich benötigte installierte Leistung lässt sich mit Hilfe des optimalen Verhältnisses der Erzeuger ermitteln. Dazu wird mit einem Minimum installierter PV-Leistung und WKA-Leistung im optimalen Verhältnis ein letzter Iterationsprozess gestartet und in jedem Schritt die installierte Leistung erhöht bis eine positive H2-Bilanz erreicht wird. Als Ergebnis der Simulation ergab sich eine optimale Energieerzeugung für ein durch die von ISW und TWS bereitgestellten Daten (elektrischer und thermischer Verbrauch) beschriebenes System mit einer benötigten installierten PV-Leistung von 90 kWp und einer WKA-Leistung von 120 kW.

Zusätzlich wurde noch eine Kleinwindkraftanlage mit 40 kW installierter Leistung berücksichtigt. Da wie eingangs beschrieben der Beitrag der K-WKA nicht signifikant ist, hat die Leistung dieser Anlagen keinen wesentlichen Einfluss auf das Ergebnis.

Elektrolyseur und Brennstoffzelle wurden mit dem Ziel, möglichst die gesamte überschüssige Energie zu speichern, bzw. die benötigte Reserve abzudecken, ausgelegt. Darüber hinaus sollen möglichst geringe Spitzen in der nicht durch Elektrolyseur oder Brennstoffzelle abgedeckten Leistung entstehen. Abbildung 19 zeigt die Dauerlinien der nicht durch das System nutzbaren Leistungen (links) mit der installierten Elektrolyseurleistung als Parameter sowie rechts die nicht nutzbare Energie über der Elektrolyseurleistung. Es ist zuerkennen, dass die nicht nutzbare Energie für Elektrolyseure bis 70 kW stark abnimmt, für Elektrolyseure höherer Nennleistung nimmt dieser Effekt ab. Ebenso ist zu erkennen, dass Leistungsspitzen gegenüber dem Netz mit zunehmender Elektrolyseurgröße stark abnehmen. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass ab einer Leistung von 70 kW signifikante Verbesserungen, sowohl bezüglich der gespeicherten Energie als auch der Häufigkeit und Höhe von Leistungsspitzen zu verzeichnen sind.

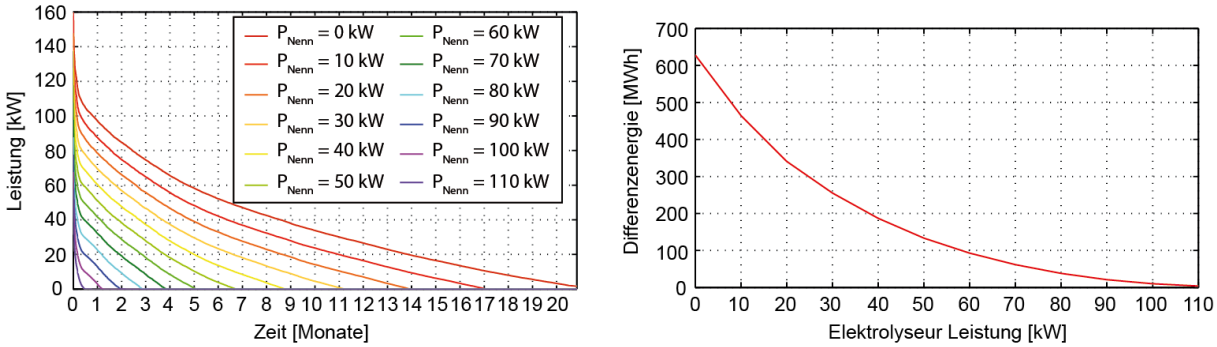


Abbildung 19: Analyse Elektrolyseur Leistung

Für die Brennstoffzelle lassen sich bezüglich der Auslegung analog zum Elektrolyseur ähnliche Überlegungen anstellen. Hier wurde die vom Netz zu beziehende Leistung und die Energie in Abhängigkeit von der installierten Brennstoffzellenleistung untersucht. Es ergab sich, dass keine wesentlichen Verbesserungen für Brennstoffzellensysteme größer als 20 kW zu verzeichnen sind.

Auch eine erste Abschätzung der benötigten H2-Speicherkapazität kann analog durchgeführt werden. Dazu wurde erneut eine Iterationsschleife implementiert und in jedem Schritt die Speicherkapazität erhöht. Abbildung 20 zeigt die Summe aus überschüssiger und bereitzuhaltender Energie über der simulierten Speichergröße. Es wird klar, dass Brennstoffzelle und Elektrolyseur umso häufiger betrieben werden können, je größer der H2-Speicher wird und damit die Summe der nicht umsetzbaren Energie sinkt. Für Speicher ab 10.000 Nm³ Wasserstoff ist schon eine signifikante Reduktion zu erkennen. Speicher größer 20.000 Nm³ ermöglichen einen ungehinderten Brennstoffzellen- bzw. Elektrolyseureinsatz. Eine genaue Auslegung der Speichergröße erfolgt später in diesem Kapitel unter Berücksichtigung eines komplexeren Ansatzes für das Energiemanagement.

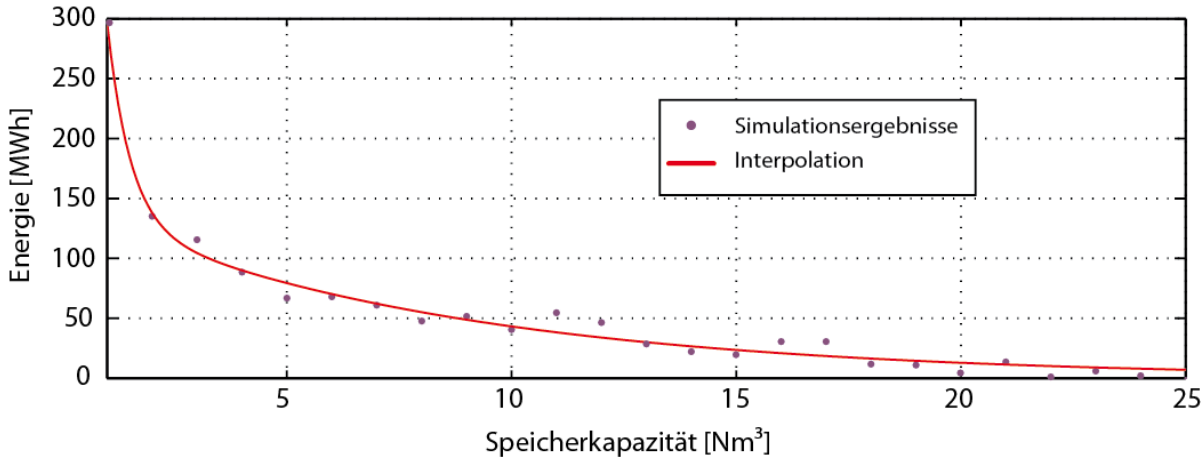


Abbildung 20: Bewertung H2 Speicherkapazität

2.4 Managementstrategie

Neben der Abbildung und der Dimensionierung der einzelnen Komponenten wurde die Simulation auch genutzt, um Managementstrategien zu entwickeln, zu implementieren und zu testen. Üblicherweise werden Energiemanagementsysteme so konzipiert, dass mithilfe von Wetterprognosen die zu erwartende erzeugte Leistung aus Windkraft und Photovoltaik bestimmt wird. Zusammen mit den ebenfalls berechneten Lastprognosen ergibt sich hieraus ein Einsatzplan für die vorhandenen Komponenten, der sich über mindestens 24 h erstreckt und in der Regel 24 h im Voraus erstellt werden muss. Die unvermeidbaren Abweichungen zwischen der realen Versorgungssituation und der Planung ist dann durch entsprechende Maßnahmen auszugleichen. Bei diesem Ansatz werden die H2-Komponenten mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten angesteuert. Dies bedeutet, dass Elektrolyseur und Brennstoffzelle die Abweichung von erzeugter und verbrauchter Leistung ausgleichen. Hier wurde angenommen, dass Schwankungen der Differenzleistung, die innerhalb von 15 Minuten auftreten, sowie Leistungen unterhalb von Einschaltschwellen von Elektrolyseur und Brennstoffzelle, durch die Batterie ausgeglichen werden. Das Anlagenmanagement übernimmt in diesem Fall die Funktion der Überwachung der zulässigen Leistungsbereiche der H2-Komponenten, sowie des Füllstands des H2-Speichers. Energiemanagementsysteme dieser Art sind im Bereich der Stadtwerke oder bei großen Industrieunternehmen im Einsatz. Wegen der hohen Komplexität der eingesetzten Algorithmen sind diese Systeme sowohl hinsichtlich der zu tätigenden Investitionen als auch im Hinblick auf das Engineering und die Betreuung recht aufwendig. Ziel des Projektes „Südwestfälisches Energiezentrum“ ist es, ein Managementsystem einzusetzen, das auch bei kleinen Einheiten mit wenigen Lasten und Erzeugern einsatzfähig ist. Hinzu kommt, dass nach den vorliegenden Erkenntnissen aus dem Projekt Energiepark KonWerl das beschriebene Vorgehen auf der 15-min-Ebene bei Einzelanlagen, die kleinräumig zu betrachten sind, als sehr kritisch anzusehen ist. Auf die Details wird im Folgenden näher eingegangen.

In einem ersten Schritt wurden die im Projekt „Energiepark KonWerl“ hinsichtlich der erreichbaren Genauigkeiten lokaler Erzeugungs- und Lastprognosen gemachten Erfahrungen ausgewertet. Dazu wurde untersucht, in wie weit eine Planung anhand dieser Prognoseprofile

hilft, die oben beschriebenen Funktionalität zu sichern. Als Grundlage dienten hier 15-min Mittelwerte aus dem Zeitraum 2007 bis 2010, welche vom TWS aufgearbeitet und bereitgestellt wurden.

Im Projekt „Energiepark KonWerl“ wurden bei der Lastprognose speziell optimierte und selbstlernende Kalman-Filter verwendet. Diese Werkzeuge erreichen bei sorgfältiger Abstimmung und einem entsprechenden Zuschnitt auf größere Verbrauchergruppen mit vergleichbarer Charakteristik (z.B. Wohngebiete) sehr gute Ergebnisse. Wird jedoch die Verbrauchergruppe immer kleiner (z.B. ein einzelnes kleineres Hotel) ist der Lastverlauf derart statistisch geprägt, dass auch die aufwendigen Algorithmen keine verlässliche Prognose erstellen können. Wie bereits erwähnt, soll beim Südwestfälischen Energiezentrum nach Möglichkeit auf den Einsatz derartig aufwendiger Werkzeuge verzichtet werden. Ein relativ einfacher Ansatz macht sich die Tatsache zu nutze, dass der Energiebedarf verschiedener Zeiträume miteinander korreliert. Nach den Ergebnissen aus dem Projekt Energiepark KonWerl beträgt die Korrelationslänge bei der elektrischen Last eine Woche. Dies bedeutet, dass aufeinanderfolgende Wochen im Allgemeinen ein sehr ähnliches Lastprofil aufweisen. Die thermische Last korrelierte hingegen sehr stark im Versatz eines Tages.

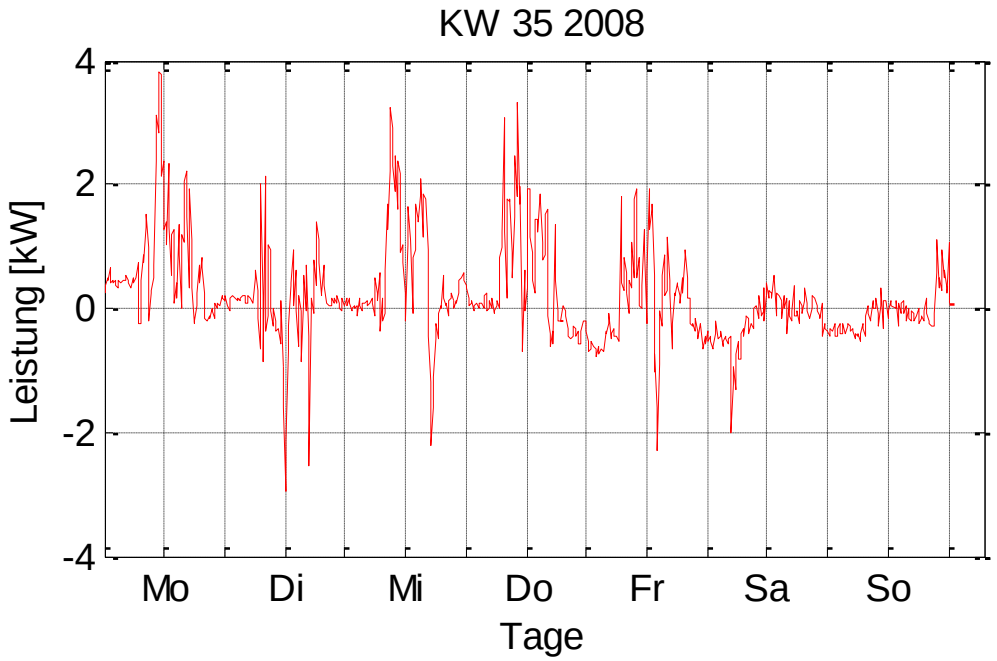


Abbildung 21 : Abweichung bei der elektrischen Lastprognose mit Versatz um eine Woche

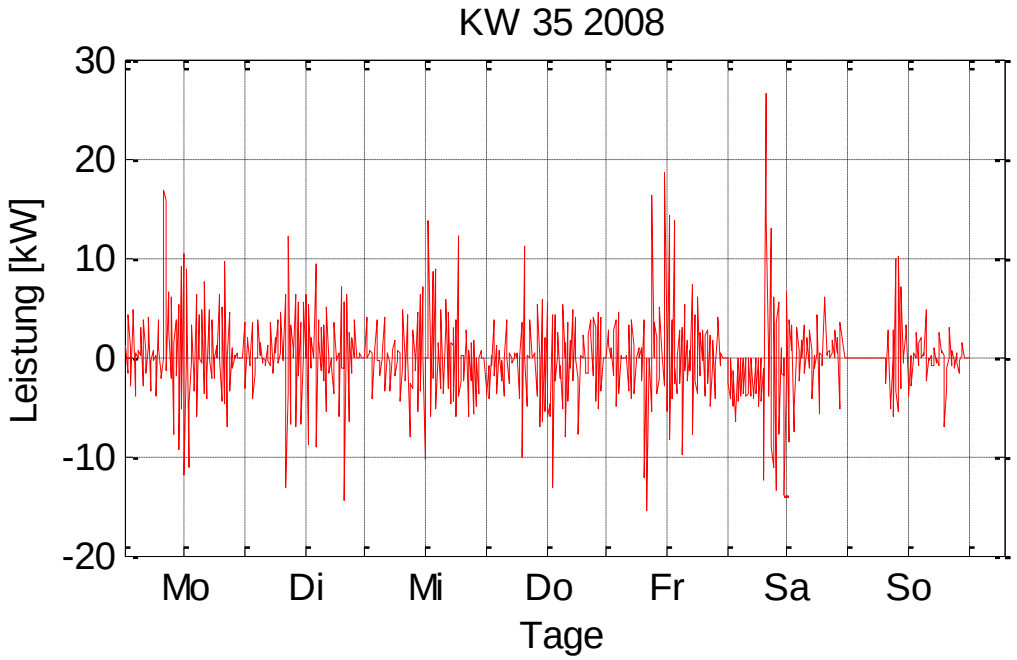


Abbildung 22 : Abweichung bei der thermischen Lastprognose mit einem Versatz von einem Tag

Für die hier vorgenommene Analyse wurden daher bei der elektrischen Leistung die Abweichungen der aufeinanderfolgenden Wochen und bei der thermischen Leistung der aufeinanderfolgenden Tage der für das Bürogebäude KonWerl Zentrum gemessenen Lastprofile ermittelt und über das Verhältnis der Bruttogeschossflächen von 0,48 auf das für den Standort Werl konzipierte Energiezentrum übertragen. Im 15-Minuten Raster ergeben sich, hiernach absolute Differenzen zwischen prognostizierten Werten und gemessenen Werten, die insbesondere bei der thermischen Last über 30 kW betragen. Als repräsentatives Beispiel zeigt die Abbildung 21 die Abweichungen der derart erstellten Prognose für den elektrischen Lastverlauf der 35. Kalenderwoche des Jahres 2008. Analog dazu zeigt Abbildung 22 die Verhältnisse bei der thermischen Last.

Die erzeugte Energie der Windkraft- und Photovoltaikanlagen wurde im Projekt Energiepark aus den vom Wetterdienst bereitgestellten Prognosen für Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Globalstrahlung und Temperatur über Anlagenkennlinien bestimmt. Die Anlagenkennlinien wurden über die erfassten Messwerte immer wieder angepasst und optimiert. Im Prinzip handelt es sich bei einer solchen Kennlinie um eine Look-Up-Table, in der die erwartete Erzeugung abgelesen wird. Dass die erzielbare Prognosegenauigkeit bei der Prognose einzelner (Windkraft)Anlagen auch dann nicht signifikant steigt, wenn deutlich aufwendigere Verfahren zum Beispiel auf der Basis Künstlicher Neuronaler Netze (KNN) zum Einsatz kommen, zeigen Untersuchungen, wie z.B. [3]. Abbildung 23 belegt anhand der Abweichungen für die 35.KW 2008 den beschränkten Prognoseerfolg für die PV-Leistung. Die angegebenen Daten sind auf eine Nennleistung von 76,5 kW_p bezogen.

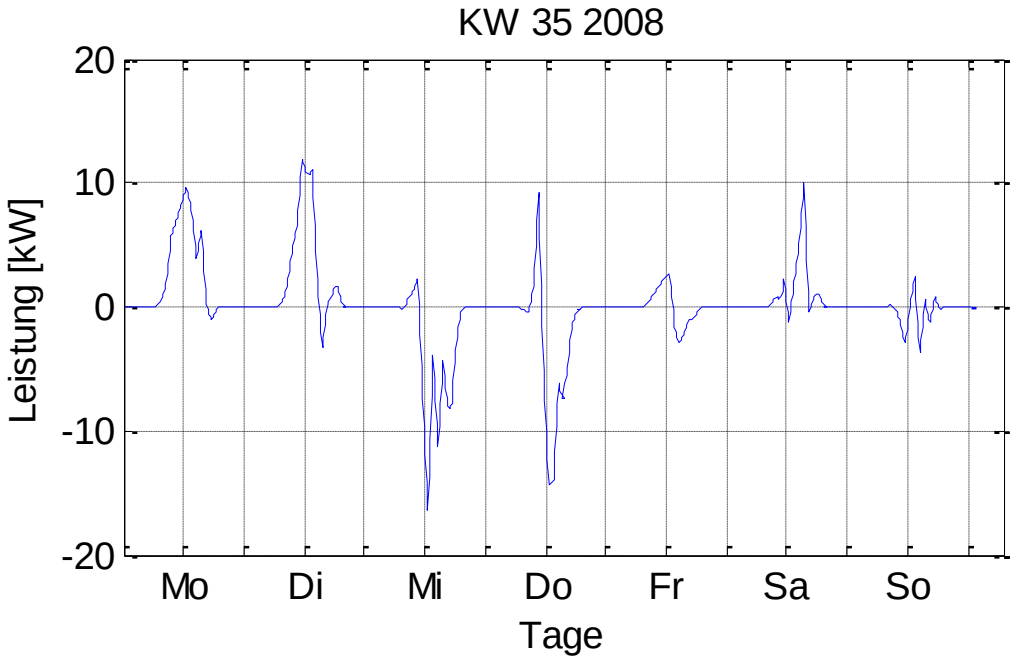


Abbildung 23: Prognoseabweichung der PV-Anlagenleistung für eine Nennleistung von 76,5 kW_p

Wie die Analyse der vorliegenden Mess- und Erfahrungswerte belegen, führen insbesondere die zeitlichen Abweichungen zwischen prognostizierter und realer Erzeugung und die mit kleiner werdender Last schlechter werdende Prognosegenauigkeit beim Energiebedarf dazu, dass Prognose und Management auf Ebene des 15min-Rasters nicht den gewünschten Erfolg bringen und hier nicht verwendet werden können. Eine nutzbringende, hinreichend exakte zeitliche Planung im 15min-Raster für die nächsten 24 bzw. 72 Stunden ist auf der vorliegenden Leistungsebene und der vorliegenden Regionalität, d.h. für einen speziellen Standort, nicht umsetzbar.

Aus diesen Gründen wurde eine Alternative entwickelt, die sich vielleicht mit dem Begriff „Algorithmen-basiertes Energiemanagement“ beschreiben lässt. Übergeordnetes Regelziel ist dabei ein planbarer und möglichst gezielter Energieaustausch mit dem Netz unabhängig von den jahreszeitlichen Randbedingungen. Wesentliches Element der Regelstrategie ist dabei eine Batterie, deren Leistungsumsatz, der Differenz von Netzsollleistung und Netzistleistung entspricht. Die eher trägeren und mit höherer Verlustleistung behafteten Komponenten – Elektrolyseur und Brennstoffzelle – werden so von der eigentlichen Leistungsdifferenz am Netzknoten entkoppelt. Strategie ist es, abhängig vom Ladestatus der Batterie, die Wasserstoffkomponenten zu steuern. Die erforderlichen Algorithmen wurden durch die Fachhochschule konzipiert und in der Simulation implementiert.

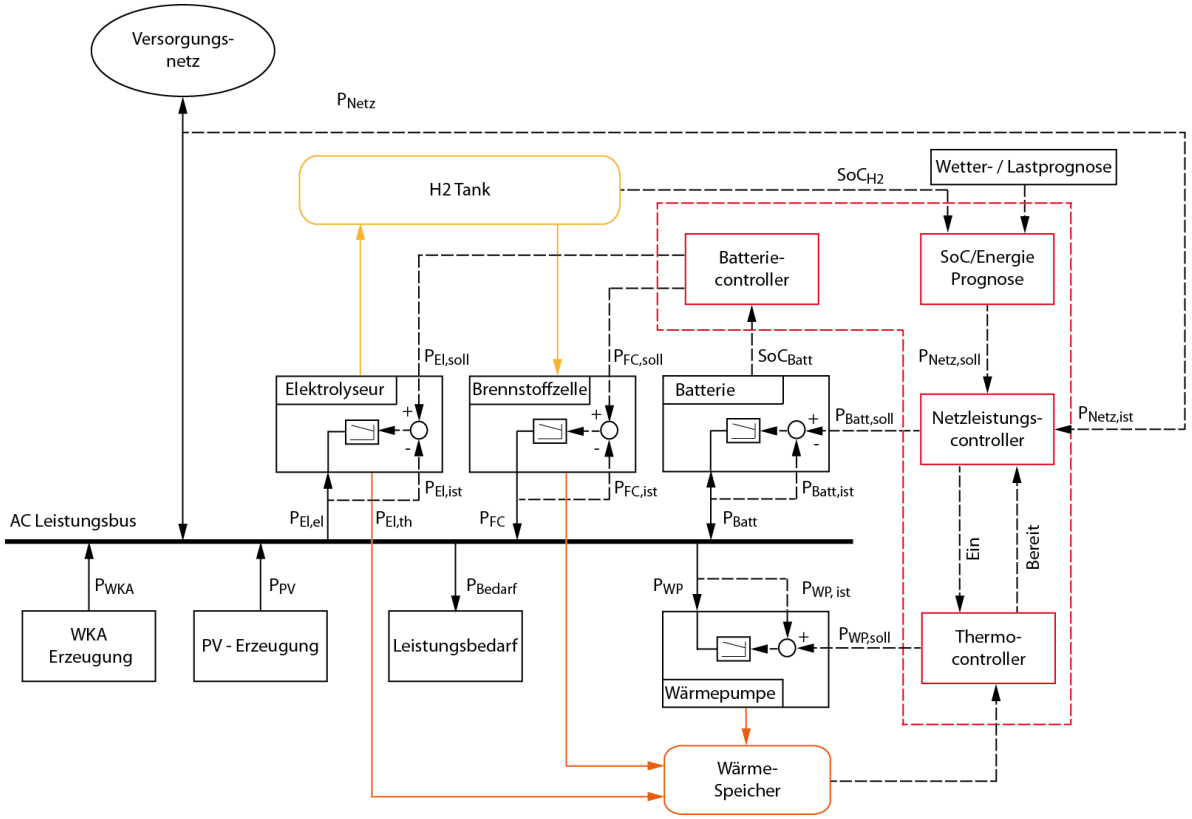


Abbildung 24: Managementschema des Hybridenergiesystems

Abbildung 24 zeigt das detaillierte Regelschema für das vorgesehene Management. Insgesamt wird der Leistungsfluss im System von vier Kontroller-Einheiten gesteuert. Der Netzleistungskontroller überwacht die aktuell mit dem Netz transferierte Leistung und generiert auf Basis eines Netzleistungssollwerts eine Batteriesollleistung. Bei Integration einer externen WKA wird an dieser Stelle der prozentuale Anteil der WKA-Erzeugung aufaddiert. Die Hauptaufgabe des Batteriekontrollers ist es, den Ladestatus der Batterie zu überwachen. Unterschreitet dieser einen definierten Grenzwert, wird die AC-Bus-Leistung durch die Brennstoffzelle angehoben und die Batterie so entlastet bzw. geladen. Bei Erreichen eines oberen Grenzwerts reduziert die Leistungsaufnahme des Elektrolyseurs die AC-Bus-Leistung. Die Batterie wird dann auf Grund der sich einstellenden Leistungsdifferenz ebenfalls entlastet oder entladen. Der Thermokontroller steuert die Leistungsaufnahme der Wärmepumpe abhängig vom Ladezustand des Wärmespeichers und der aktuellen Leistungsdifferenz. Wird eine Ladegrenztemperatur, welche gegebenenfalls jahreszeitlich variiert, unterschritten, kann der Netzleistungskontroller anstelle der Batterie die Wärmepumpe innerhalb des Leistungsbereichs zuschalten, um so einer Differenz entgegenzuwirken. Mit Hilfe dieser kaskadierten Regelungsstruktur wird sichergestellt, dass die verlustärmste Speichermethode mit höchster Priorität gewählt wird. So wird, falls keine Wärme benötigt wird, die Batterie präferiert. Erst wenn diese ihre Betriebsgrenzen erreicht, wird Wasserstoff als Speichermedium genutzt. Durch Wahl der Betriebsgrenzen lässt sich das System gegebenenfalls an jahreszeitliche Charakteristiken anpassen. So kann es im Sommer zum Beispiel sinnvoller sein, die

obere Batteriegrenze niedriger zu wählen, um Überschüsse langfristig bis zum Winter in Wasserstoff zu speichern. Diese Optimierungsalgorithmen können Teil zukünftiger Forschungsprojekte sein.

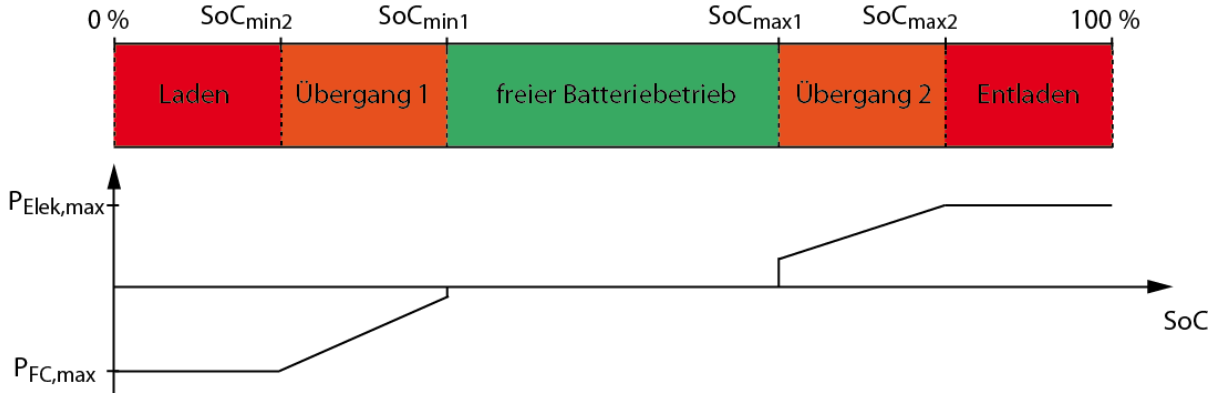


Abbildung 25: Betriebsschema des Batteriekontrollers

Abbildung 25 zeigt das Regelschema des Batteriekontrollers zur Überwachung des SoCs und die der Betriebssituation zugehörigen Brennstoffzellen- bzw. Elektrolyseurleistung. Grundsätzlich werden fünf verschiedene Betriebsbereiche des Systems abhängig vom SoC der Batterie unterschieden:

Laden: Sinkt der SoC unter eine kritische Grenze, hier SoC_{min2}, wird die Brennstoffzelle mit maximaler Leistungsabgabe betrieben. Dies führt zu einer maximalen Erhöhung der AC-Bus-Leistung. Neben der Beeinflussung der Brennstoffzelle wird dann auch das Einschalten der Wärmepumpe verhindert.

$$P_{FC} = P_{FC,max}$$

Übergang 1: Der Übergang 1 ist durch den SOC Bereich von SoC_{min2} und SoC_{min1}, definiert. Hier wird angestrebt, eine starke Entladung der Batterie zu verhindern und die Brennstoffzelle abhängig von der tatsächlichen Entladung der Batterie einzuschalten. Durch diese begrenzte Nutzung der Brennstoffzelle wird zum einen abrupter Kaltstart vermieden und zum anderen sichergestellt, dass nur soviel elektrische Energie durch Wasserstoff bereitgestellt wird wie nötig. Ein Einschalten der Wärmepumpe wird soweit möglich verzögert und in die Betriebsbereiche Übergang 2 oder Entladen verschoben. Um ein häufiges Ein- und Ausschalten der Brennstoffzelle in der Nähe der Grenzwerte zu verhindern, wurde durch Einführung einer minimalen Einschaltzeit eine Hysterese implementiert.

$$P_{FC} = P_{FC,min} + \frac{SoC - SoC_{min1}}{SoC_{min2} - SoC_{min1}} * (P_{FC,max} - P_{FC,min})$$

Freier Betrieb: Das Betriebsverhalten des Systems wird nicht beeinflusst. Leistungsschwankungen werden innerhalb der Leistungsgrenzen des Batterieinverters durch das Batteriesystem ausgeglichen, lediglich beim Überschreiten von Leistungsgrenzen wird der Elektrolyseur oder die Brennstoffzelle zugeschaltet.

$$P_{FC} = P_{Elek} = 0$$

Übergang 2: Zwischen den SoC-Kenngrößen SoC_{max1} und SoC_{max2} wird angestrebt, eine zu starke Ladung der Batterie zu verhindern. Analog zum Übergang 1 wird hier der Elektrolyseur abhängig vom Ladestatus der Batterie eingeschaltet. Auch hier ist es das Ziel, einen schonenden Startvorgang zu realisieren und nur die minimal notwendige Energie in Wasserstoff zu speichern. Darüber hinaus kann, falls ein Wärmebedarf durch den Thermokontroller gemeldet wurde, die Wärmepumpe eingeschaltet werden. Auch hier wurde durch eine minimale Einschaltzeit eine Hysterese realisiert.

$$P_{Elek} = P_{Elek,min} + \frac{SoC - SoC_{max1}}{SoC_{max2} - SoC_{max1}} * (P_{Elek,max} - P_{Elek,min})$$

Entladen: Übersteigt der Ladestatus den Grenzwert SoC_{max2} wird der Elektrolyseur mit maximaler Leistungsaufnahme betrieben, durch diese Last wird die Netzdifferenzleistung soweit abgesenkt, dass die Batterie entladen wird. Darüber hinaus kann bei absehbarem thermischen Bedarf und wenn der thermische Speicher die Kontrolltemperatur unterschreitet, die Wärmepumpe eingeschaltet werden.

$$P_{FC} = P_{FC,max}$$

2.5 Management des Wasserstoffspeichers

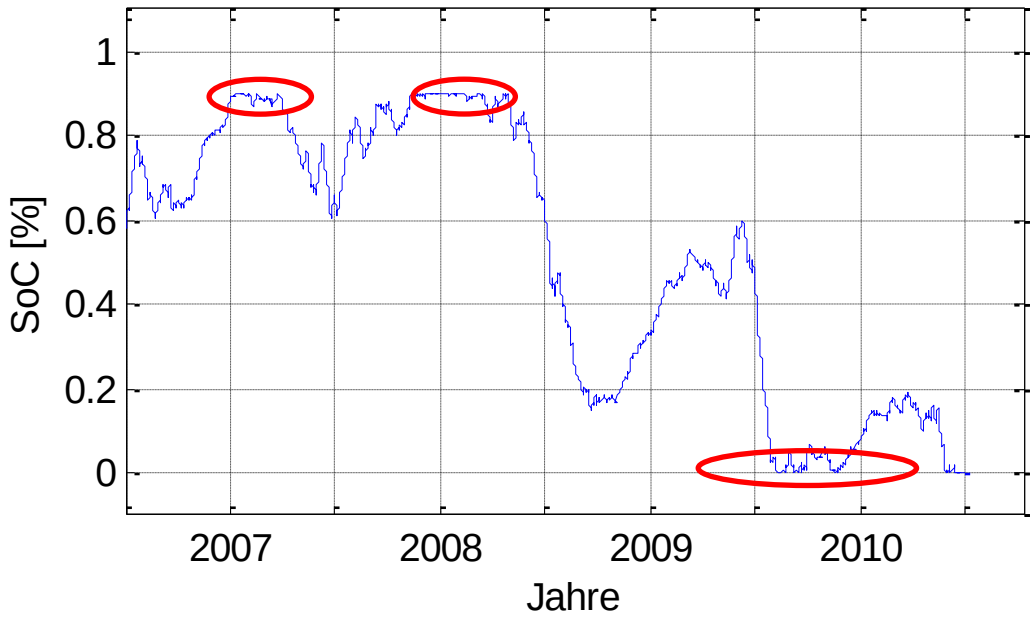


Abbildung 26 : Füllstand des Wasserstoffspeichers in einer 4 Jahressimulation ohne Manager

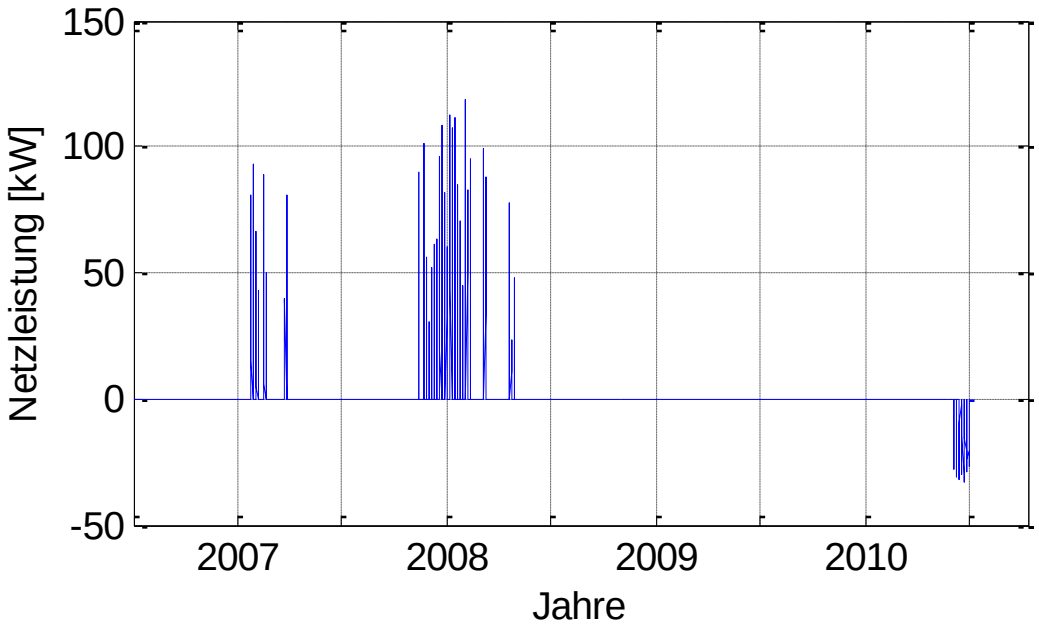


Abbildung 27 : Leistung am Netzknoten in einer 4 Jahressimulation ohne Manager

Der bisher vorgestellte Managementalgorithmus setzt voraus, dass der Wasserstoffspeicher seine SoC-Grenzen nicht erreicht. Sobald dies geschieht, gerät die Regelung in einen kritischen Zustand. Die Batterie kann dann nicht mehr durch die Brennstoffzelle geladen (Wasserstoffspeicher leer), bzw. durch den Elektrolyseur entladen werden (Wasserstoffspeicher voll) und die Differenzleistung muss über das Netz transferiert werden. Solche kritischen Situationen sind in Abbildung 26 gezeigt. Ist der SoC=0 und der Energiebedarf größer als die Eigenerzeugung, muss die benötigte Differenz komplett aus dem Versorgungsnetz bezogen werden. Die zweite kritische Situation tritt auf, wenn die Speicher voll sind (SoC=max). Wenn nun die Eigenerzeugung oberhalb der verbrauchten Energie liegt, muss diese an das Versorgungsnetz übergeben werden. In beiden Fällen können die am Netzknoten übergebenen Leistungen einen Wert von 100kW erreichen, siehe Abbildung 27. Um dies zu verhindern, wurde ein übergeordnetes Management des Wasserstoffspeichers mit einer SoC/Energie-Prognose entwickelt.

Wie bereits eingangs des Kapitels diskutiert, erreichen die Prognosen bei einer 15-min Auflösung nicht die erforderlichen Genauigkeiten. Allerdings zeigen die Analysen auch, dass die Vorhersagen in der Summe recht gute Ergebnisse liefern, dass also das Integral über die 24- bzw. 72- stündigen Vorhersagen und damit quasi die zu erwartende produzierte Energiemenge recht zuverlässig ist. Somit kann vorhergesagt werden, ob ausgehend vom aktuellen Füllstand der Speicher innerhalb der nächsten 24-72 Stunden komplett gefüllt oder geleert sein wird. Es kann also bis zu 72 Stunden vor Eintreten einer kritischen Situation bereits eingegriffen werden und Energie in kleinen Mengen an das Netz übergeben oder aus dem Netz bezogen werden, um ungünstige Grenzzustände zu vermeiden.

Auf dieser Basis wurden unterschiedliche Ansätze für ein SoC-Management des Wasserstoffspeichers entwickelt und die Funktionalität mit Hilfe der vorhandenen Daten überprüft. Hierzu wurde die Simulation um das Managementkonzept ergänzt und das Ergebnis getestet. Im Prognose-Algorithmus wurde mit den vorhandenen Viertelstunden-Messwerten aus dem Projekt „Energiepark KonWerl“ und dem entwickelten Simulationsmodell an jedem Morgen das Energiezentrum drei Tage im Voraus simuliert und kontrolliert, ob der Wasserstoffspeicherstand innerhalb der nächsten drei Tage einen der beiden kritischen Bereiche passiert. Aufgrund dieser Modell-basierten Prognose kann frühzeitig korrigierend eingegriffen werden, um hohe Leistungen am Netzknoten zu vermeiden.

Nach ersten Tests ergab sich zunächst keine sichtliche Verbesserung, da eine 3 Tage Simulation nicht ausreicht, um ein Überfüllen des Speichers zu verhindern. Abbildung 28 zeigt den Vergleich zwischen der Simulation ohne und mit Management. Hier ist bei der vorliegenden Skalierung kaum ein Unterschied zu sehen. Offensichtlich müssen die Grenzen, welche in der Prognose genutzt werden, so verändert werden, dass ein frühzeitigeres Einschreiten möglich ist. Eine erste Idee war es, die maximalen und minimalen Grenzen des SoCs für die 3-Tage-Vorabsimulation anzupassen. Damit wird die Variation des Füllstandes eingegrenzt und es ist möglich, dass die Vorabsimulation aus den neu definierten Grenzen läuft, ohne an die absoluten Grenzen des Speichers zu stoßen. So wird z.B. eine definierte Leistung an das Netz abgegeben, bevor der Speicher wirklich ganz gefüllt ist und dadurch ein Überfüllen des Speichers, was zu einer hohen Belastung des Versorgungsnetzes führen würde, verhindert.

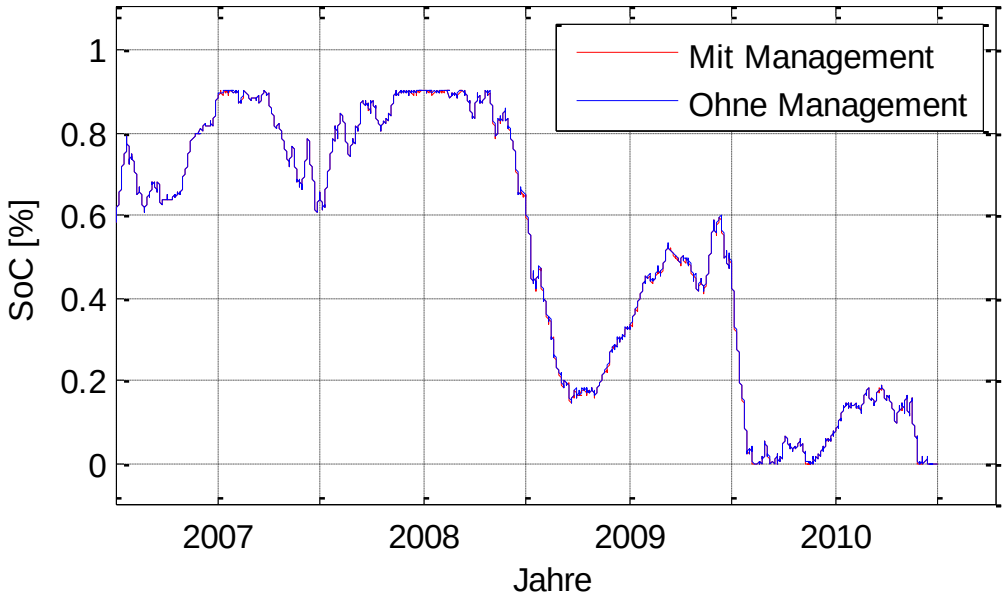


Abbildung 28: Vergleich des SoCs mit und ohne Management

Da Energieerzeugung und –bedarf mit der Jahreszeit variieren, macht es wenig Sinn, konstante Werte für die oberen und unteren Schranken des SoC-Managements festzulegen. Im ersten Ansatz wurden daher sinusförmige Kurven generiert, deren Periode an die Jahreszeit

anpasst ist. Dies sorgt zum einen dafür, dass der Speicher im Frühjahr möglichst leer ist, um genügend Kapazität für die anstehende überschüssige Energie des Frühlings und Sommers zu gewährleisten. Zum anderen weist der Speicher am Ende des Sommers einen hohen Füllstand auf, um die Zeit mit geringer Eigenerzeugung und hohem Bedarf über Herbst und Winter mit wenig Bezug aus dem Netz überbrücken zu können.

Abbildung 29 zeigt in rot das obere und untere Band für die Grenzwerte der 3-Tagessimulation und in blau den aus dem gezielten Management resultierenden Speicherverlauf. Der Verlauf des Speicherfüllstands ohne Management ist in Grün dargestellt. Mit Hilfe der festgelegten Grenzen wurde das Ziel einen gänzlich gefüllten oder völlig leeren Speicher zu vermeiden, erreicht. Bei genauer Betrachtung und Einbeziehung von Abbildung 30 wird allerding deutlich, dass beim Wechsel von Sommer zum Herbst eine große Menge Energie in das Netz übertragen wird und dann im Frühjahr wieder aus dem Netz bezogen werden muss. Die Grenzwerte sollten also so verändert werden, dass der Füllstand im Herbst sich eher der 100%-Marke nähert, während im Frühjahr ein eher niedriger Speicherstand in Kauf genommen wird.

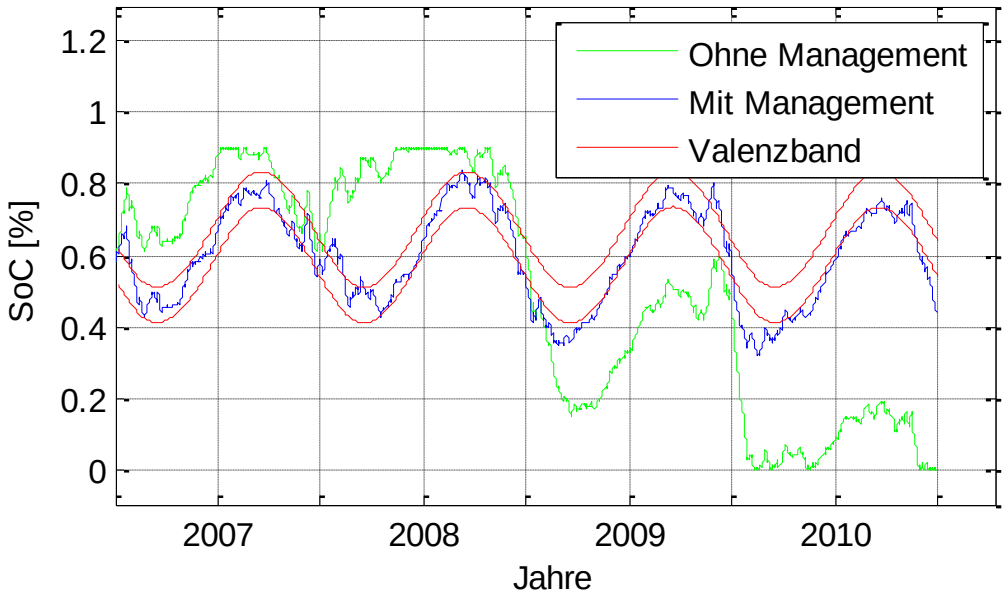


Abbildung 29: Management mit sinusförmigen oberen und unteren Schranken

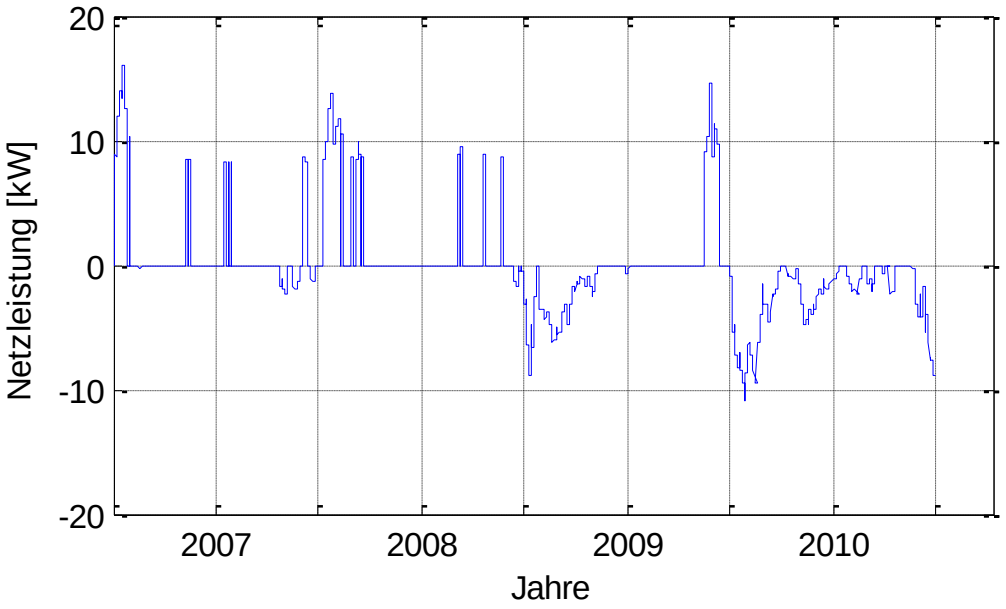


Abbildung 30: Leistung am Netzknoten in einer 4 Jahressimulation mit Manager

Die aus diesen Überlegungen abgeleiteten Grenzen sind in Abbildung 31 zu sehen. Durch die Anpassung der Grenzen wird im Herbst weniger Energie in das Netz übertragen. Somit steht im Winter mehr Energie in Form von Wasserstoff zur Verfügung. Dies führt zu einem geringeren Energiebezug im Winter. Wie in Abbildung 32 zu sehen ist, wurde die Netzbelastung in Bezugsrichtung auf weniger als 10 kW begrenzt. Bei der Netz-Einspeisung sind es sogar weniger als 5 kW. Das entwickelte Management mit variablen SoC-Grenzen verhindert damit das Auftreten der kritischen Speicherfüllstände und sorgt dafür, dass die übertragene Leistung über den Netzknoten vorhersagbar ist und Spitzen stark reduziert werden (vergl. Abbildung 27).

Interessant ist auch die Frage, welchen Einfluss das Speichermanagement auf den Energieaustausch mit dem Versorgungsnetz hat. Dazu wurden die innerhalb der 4 simulierten Jahre in das Netz übertragenen Energiemengen im freien Betrieb und mit einem gezielten Speichermanagement verglichen. Ohne Management wurden im 4-Jahreszeitraum 18.000 kWh in das Versorgungsnetz übertragen und 10.000 kWh aus dem Netz bezogen. Mit Management wurden rund 22.000 kWh in das Versorgungsnetz übertragen und 30.000 kWh bezogen. Beim Vergleich der Zahlen ist natürlich zu betrachten, dass der Speicher ohne Management am Ende des Untersuchungszeitraums völlig leer war, wohingegen mit Management ein Füllstand von 40% zu verzeichnen ist, was 14.400 kWh entspricht. Auch ist mit einzurechnen, dass die Grenzwertvorgaben im Prinzip das effektiv zur Verfügung stehende Speichervolumen begrenzen. Der untere Grenzwert ist mit 40% recht hoch angesetzt. Hier wird es mit zunehmender Betriebserfahrung möglich sein, die Grenzen in Richtung der absoluten Grenzwerte zu verschieben und so den Energieaustausch mit dem Netz weiter zu minimieren und gleichzeitig das Auftreten nicht mehr kontrollierbarer Spitzen zu vermeiden.

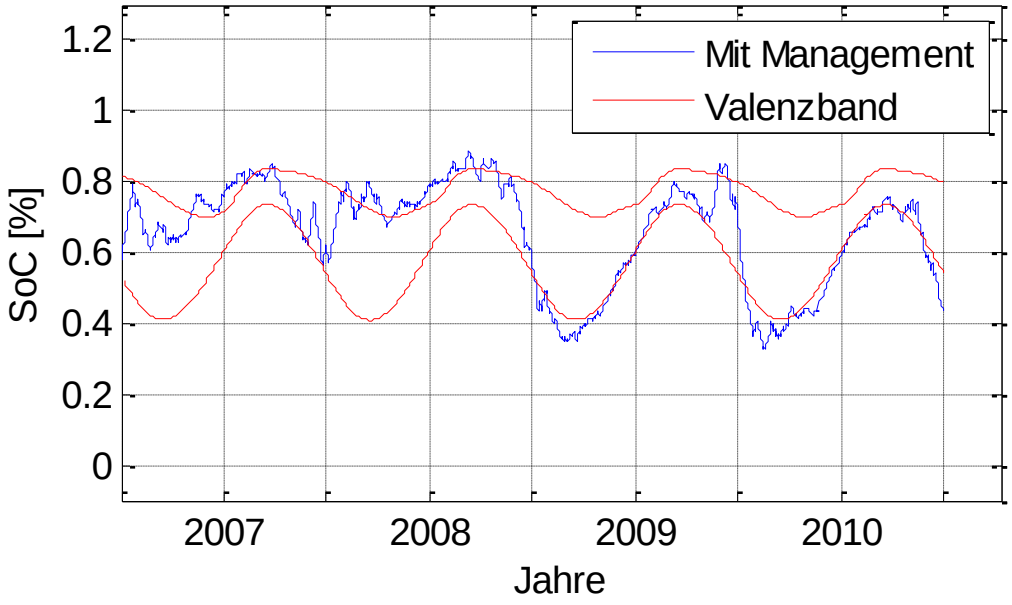


Abbildung 31: Management mit angepasstem Valenzband

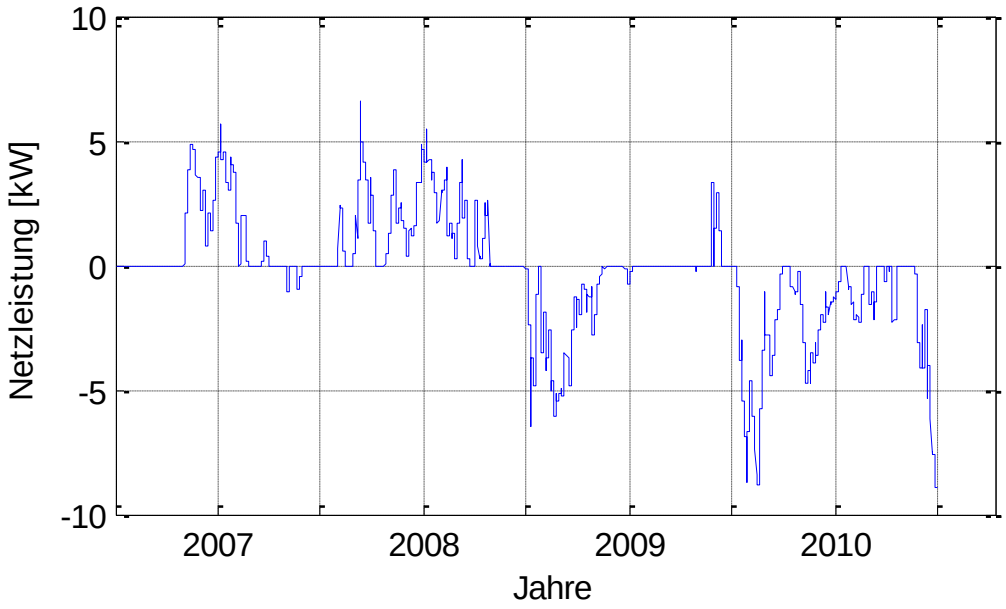


Abbildung 32: Leistung am Netzknoten in einer 4 Jahressimulation mit angepasstem Manager

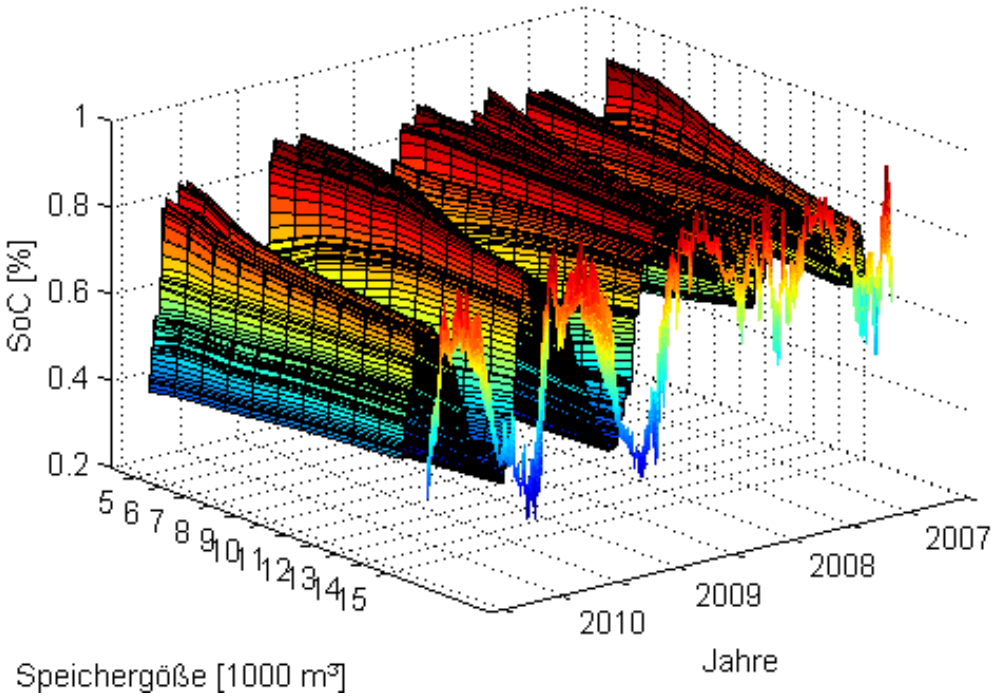


Abbildung 33: Wasserstoffspeicher-Füllstand (SoC) bei verschiedenen Speichergrößen

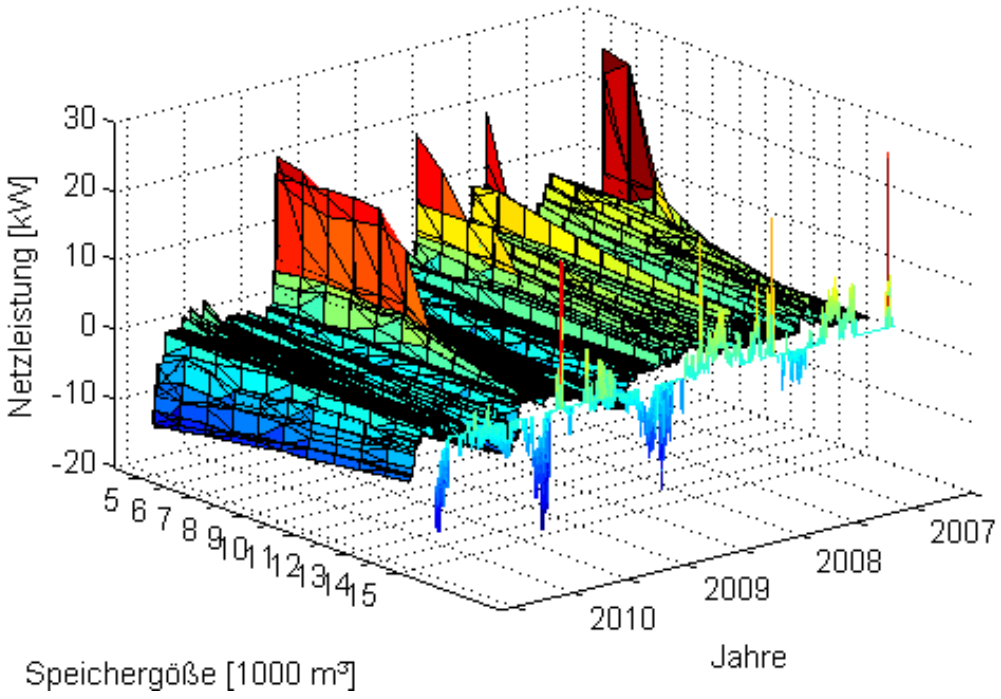


Abbildung 34: Netzbelastung bei verschiedenen Speichergrößen

Zur Bestätigung der zunächst grob abgeschätzten Größe des Wasserstoffspeichers wurde das System nochmal mit integriertem SoC-Manager simuliert. Hierbei wurde die Wasserstoffspeichergröße in Schritten von 1.000 m^3 von 5.000 m³ auf 15.000 m³ erhöht. Betrachtet wurden die Füllstände der Speicher und die Belastung des Versorgungsnetzes. Abbildung 33 zeigt den Füllstand des Wasserstoffspeichers (SoC) bei unterschiedlichen Speichergrößen. Der SoC aus Abbildung 31 kann hier bei der Speichergröße 12.000 m³ wiedergefunden werden.

Abbildung 34 zeigt die Belastung des Versorgungsnetzes bei variierender Speichergröße. Hier ist zu erkennen, dass ein Speicher kleiner als 11.000 m³ trotz des saisonalen Managements voll läuft und somit die überschüssige Leistung in das Versorgungsnetz übertragen werden muss (rote Spitzen in Abbildung 34). Aus Darstellungsgründen ist in diesem Graph der Netzbezug nicht zu sehen. Um die Veränderung der Belastung des Netzes zu visualisieren, wurde die übertragene Leistung über die 4-jährige Simulationszeit integriert und als übertragene Energie für jede Speichergröße dargestellt. Die Leistung wurde vorzeichenbehaftet integriert. Somit entstanden zwei Kurven, welche in Abbildung 35 zu sehen sind, eine für den Netz-Bezug und eine für die Netz-Einspeisung. Beide Kurven flachen entsprechend der Charakteristik einer e-Funktion ab, wobei die Netz-Einspeisung bei Speichern mit einem Volumen größer als 10.000 m³ noch Verbesserungspotential bietet, der Netzbezug sich dagegen kaum mehr verringert. Ab einer Speichergröße von 12.000 m³ werden dann auch die Veränderungen bei der Netz-Einspeisung marginal. Durch den simulationsbezogenen Ansatz und das einbezogenen Speichermanagement konnte die vorher mit ca. 20.000 m^3 abgeschätzte Wasserstoffspeichergröße auf 12.000 m³ verringert werden, ohne dass Einschränkungen des Systems zu erwarten sind.

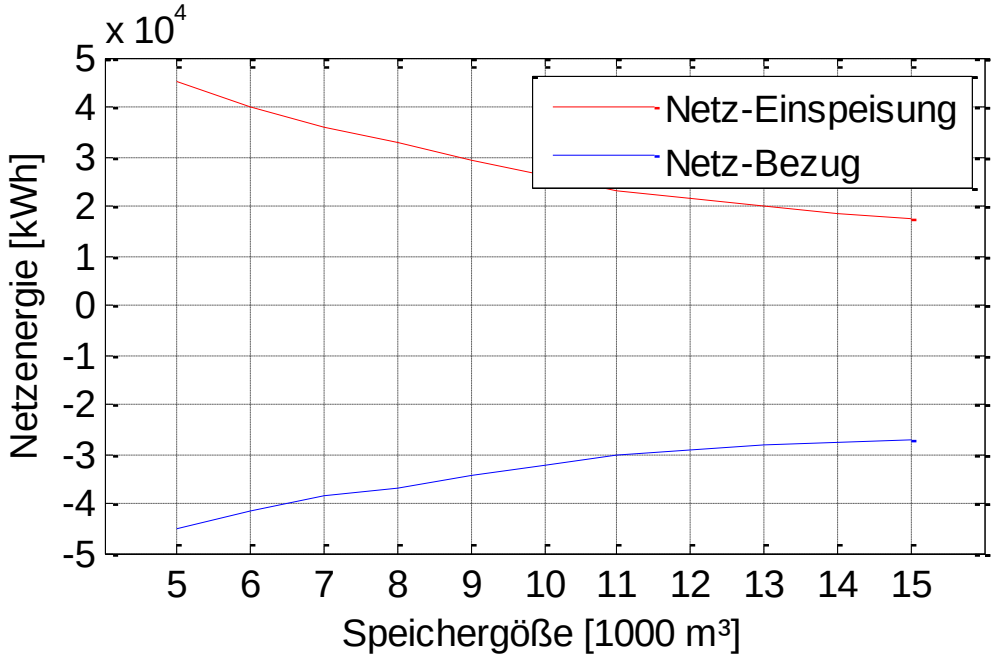


Abbildung 35: über den Netzknoten umgesetzte Energie als Funktion der Speichergröße

2.6 Auslegung des Kurzzeitspeichers (Batterie)

Die ursprüngliche Hauptaufgabe der Batterie bestand darin, kurz-zyklische Schwankungen von Erzeugung und Verbrauch innerhalb von 15 Minuten auszugleichen. Die Dimensionierung einer LiFePo Batterie, welche im Vergleich zur konventionellen Blei-Säure-Batterie aufgrund ihrer längeren Lebensdauer bei tiefer Entladung (Depth of Dicharge; DoD) einen Kostenvorteil, sowie Vorteile beim benötigten Aufstellraum bietet, basiert nicht nur auf dem Energieinhalt, sondern ist auch abhängig von der maximalen Lade- bzw. Entladeleistung. Um eine möglichst lange Lebensdauer zu erreichen, dürfen LiFePo-Batterien nur mit bis zu 1C entladen und mit 1C geladen werden. Der Wert 1C gibt dabei den Strom in Bezug auf die Speicherkapazität in Ampèrestunden an. Für eine Zelle mit 10 Ah entspricht ein Ladestrom von 5 A daher einer Ladung mit 0,5C. Daher ergibt sich aus der maximalen Differenzleistung, die beim Energiezentrum auftreten kann, eine Worst-Case Dimensionierung der Batterie. Zur Dimensionierung der maximalen Lade- und Entladeleistung der Batterie und somit auch zur Dimensionierung des Inverters vor der Batterie reichen die bisher verwendeten Messdaten aus dem KonWerl nicht aus. Die 15-min-Mittelwerte geben keinerlei Auskunft über die tatsächlichen (Spitzen)Leistungen innerhalb der 15-Minutenintervalle. Daher sind Messwerte mit einer kurzzyklischeren Erfassung notwendig. Hierzu wurde die bereits vorhandene Infrastruktur im KonWerl genutzt. Obwohl im KonWerl industrielle Energiezähler mit Bus-Anbindung eingebaut sind, welche über eine SPS ausgelesen werden können, konnte dieser Zugang aufgrund von fehlenden Lizenzen nicht genutzt werden. Zur Anzeige der aktuellen Aufnahmeleistung des Gebäudes sowie der aktuellen erzeugten Leistung der auf dem Dach vorhandenen PV-Anlage mussten daher die Impulsausgänge der Zähler verwendet werden.

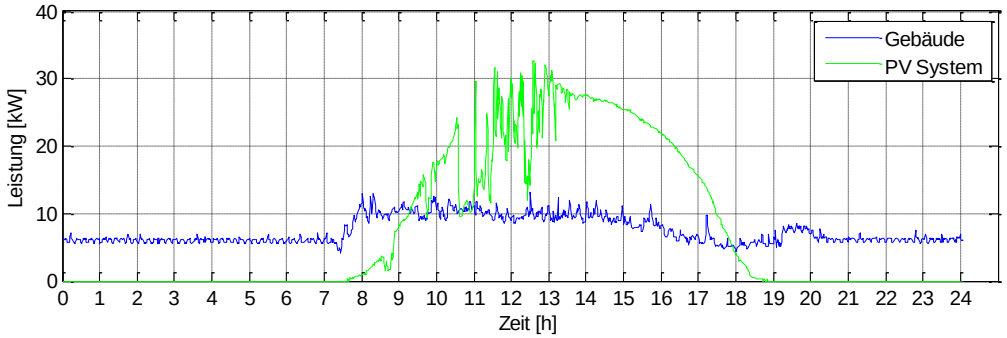


Abbildung 36: Tagescharakteristik von Energieerzeugung und Verbrauch im KonWerl in Minuten-Auflösung für den 27.09.2013

Um diese auszulesen, wurde von der Fachhochschule Südwestfalen eine Hardwareplattform entwickelt, welche die Impulse über eine Minute mittelt und an einen PC überträgt. Um den Aufwand möglichst gering zu halten, wurde ein Evaluationsboard von Digilent verwendet. Die ausgegebenen Impulse der Zähler werden eine Minute lang von einem auf dem Evaluationsboard integrierten FPGA (Field Programmable Gate Array) gezählt und daraufhin über eine USB-Verbindung an einen PC übertragen. Der PC erfasst die Daten minutengenau und speichert sie tabellarisch mit Zeitstempel in nach Tagen separierten Text-Dateien. Die Daten lassen sich über eine Remoteverbindung transferieren und auswerten. Um die Messwerte zu

verifizieren, wurden die gemessen Minutenmittelwerte integriert und mithilfe der tagesgenauen Verbrauchsmessung des lokalen Energieversorgers verglichen. Somit stehen Minutenmittelwerte des elektrischen Verbrauchs, sowie der Erzeugung der PV-Anlage des KonWerl seit dem 17.09.2013 zu Verfügung. Abbildung 36 zeigt beispielhaft den gemessenen Tagesverlauf vom 27.09.2013. Mit Hilfe dieser Daten wurden die maximalen Abweichungen von den 15-Minuten-Mittelwerten bestimmt.

Zur ausgewogenen Nutzung der Systemkomponenten Brennstoffzelle und Elektrolyseur wurde als erster Managementansatz eine Regelung im 15 Minuten Raster angestrebt. Die Leistungsabweichungen innerhalb der Viertelstunde und die Leistungen, welche aufgrund von Einschaltschwellen nicht von Brennstoffzelle oder Elektrolyseur verarbeitet werden können, müssen folglich von der Batterie aufgenommen werden. Aus der Summe der maximalen Abweichung der 15 Minuten Mittelwerte und der Einschaltschwelle des Elektrolyseurs, welche höher liegt als die der Brennstoffzelle und daher ausschlaggebend ist, wurde die maximale Ladeleistung der Batterie bestimmt. Hierzu wurden die gemessenen Minutenmittelwerte wiederum mit dem Verhältnis der Bruttogeschossflächen von KonWerl Zentrum und Energiezentrum skaliert. Bei Messwerten, welche nicht in Minuten-Auflösung vorlagen, wie die thermische Last und die erzeugte Windenergie, wurden die fehlenden Daten interpoliert. Mithilfe dieser minutengenauen Daten wurde erneut die entstehende Differenzleistung der Liegenschaft errechnet. Wie bereits erwähnt, sind die Abweichung innerhalb der bereits bekannten 15 Minuten Mittelwerte ausschlaggebend für die Dimensionierung der Batterie und des Inverters der Batterie. Um die Abweichungen innerhalb der 15 Minuten Intervalle zu bestimmen, wurden aus der ermittelten Differenzleistung der Liegenschaft, verfügbar im Minutenraster, zunächst die 15 Minuten Mittelwerte berechnet. Da während des späteren Betriebs der Liegenschaft nur bereits vorliegende Messwerte zur Regelung von Elektrolyseur und Brennstoffzelle verwendet werden können, wurden zur Bestimmung der Abweichungen die Minutenwerte jeweils auf die 15-min-Mittelwerte der vergangenen Viertelstunde bezogen. Das 15-Min-Profil wurde damit quasi um eine Zeiteinheit verschoben. Die maximale Abweichung von den 15 Minuten Messwerten beträgt nach dieser Auswertung ±25 kW. Somit muss zur Worst-Case-Auslegung 25 kW auf die Einschaltschwelle des Elektrolyseurs, die bei der gewählten Ausstattung (vergl. Kap 5) ca. 15 kW beträgt, addiert werden. Daher ergibt sich eine maximale Ladeleistung von 40 kW für die Batterie, woraus aufgrund des erläuterten Zusammenhangs mit dem maximalen Ladestrom von 1C eine minimale Batteriekapazität von 40 kWh resultiert.

Da der beschriebene Ansatz, der alleine auf der Leistungsabweichung basiert, zur Ermittlung der Batteriegröße nur ungefähre Anhaltspunkte liefert, wurde zur Bestimmung einer für den in Kapitel 2.4 beschriebenen komplexen Regelalgorithmus optimalen Batteriekapazität zusätzlich ein Modell-basierter Ansatz verfolgt. Mit Hilfe der Simulation wurde das System mit Batteriekapazitäten von 10-250 kWh über 4 Jahre simuliert. Bei der Auswahl der Batteriekapazität spielen zwei Punkte einer wichtigen Rolle. Zum einen der Ausnutzungsgrad der Batterie, zum anderen sollen durch die Batterie die Komponenten Brennstoffzelle und Elektrolyseur geschont und eine lange Lebensdauer erreicht werden. Die Lebensdauer dieser beiden Systeme ist nicht nur von den Betriebsstunden abhängig, sondern verringert sich auch durch häufiges Ein- uns Ausschalten. Daher soll mittels der Batterie eine möglichst lange mittlere

Einschaltdauer des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle realisiert werden. Die Einschaltschwelle des Elektrolyseurs mit rund 15 kW sorgt dafür, dass die Batterie im Allgemeinen häufiger entleert wird. Die Brennstoffzelle hat eine Einschaltschwelle von 2 kW, welches die Batterie nur langsam füllt. Daher kann die Brennstoffzelle länger am Stück eingeschaltet bleiben als der Elektrolyseur. Deswegen ist auch bei diesem Ansatz der Elektrolyseur die bestimmende Komponente, an der sich die Optimierung orientieren muss. Zur Optimierung wurde das Systemmodell mit integrierter Batterie mit verschiedenen Batteriekapazitäten simuliert. Die Batteriekapazität wurde in jeder Simulation um 10 kWh erhöht und anhand der erreichten Füllstände bewertet. Abbildung 37 zeigt die Füllstands-Dauerlinie für die 25 verschiedenen simulierten Batteriekapazitäten. Rechts in Abbildung 37 sind die in Kapitel 2.4 beschriebenen Grenzbereiche des Batteriemanagers über farbige Markierungen veranschaulicht. Aus Übersichtsgründen wird in den Abbildungen auf eine Legende verzichtet. Eine genauere Betrachtung folgt im weiteren Verlauf des Berichtes.

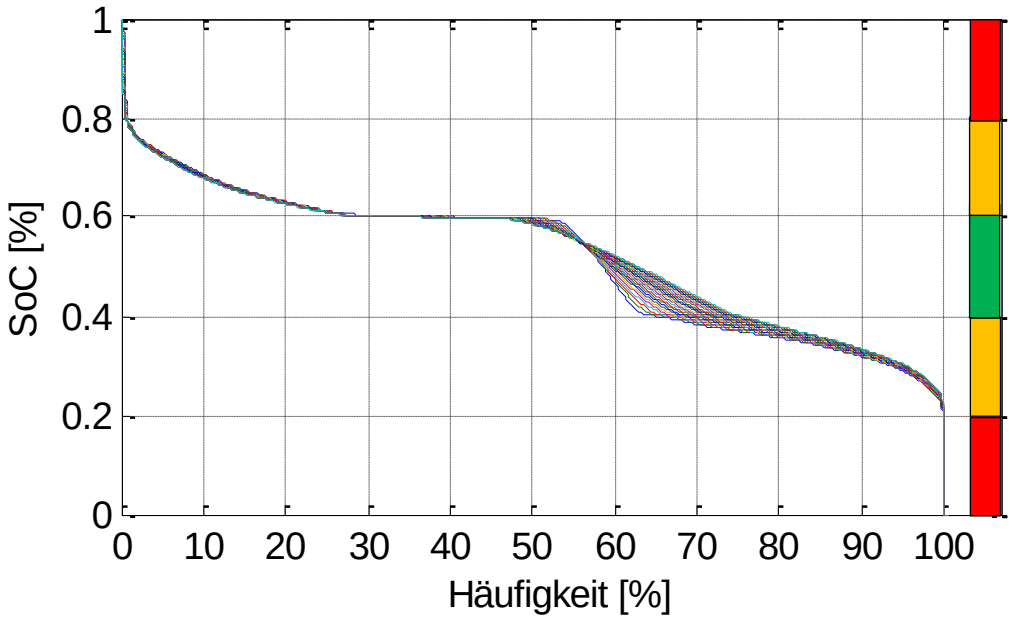


Abbildung 37: SoC-Dauerlinie, sortiert nach dem SoC mit Markierung der Grenzbereiche des Managers (vergl. Kapitel 2.4)

Die Batterien unterschiedlicher Größen verhalten sich außerhalb des im Batteriemanager beschriebenen freien Batteriebetriebs (grüner Bereich) und dem Übergang 2 (unterer orangefarbener Bereich) sehr ähnlich. Es ist kaum ein Unterschied zwischen den Kurven, die verschiedene Batteriegrößen repräsentieren, zu sehen. Daher wird in den weiteren Betrachtungen nur noch der Bereich von 20 bis 60% SoC, d.h. der freie Betrieb, betrachtet. Dieser Bereich ist in Abbildung 38 vergrößert zu sehen.

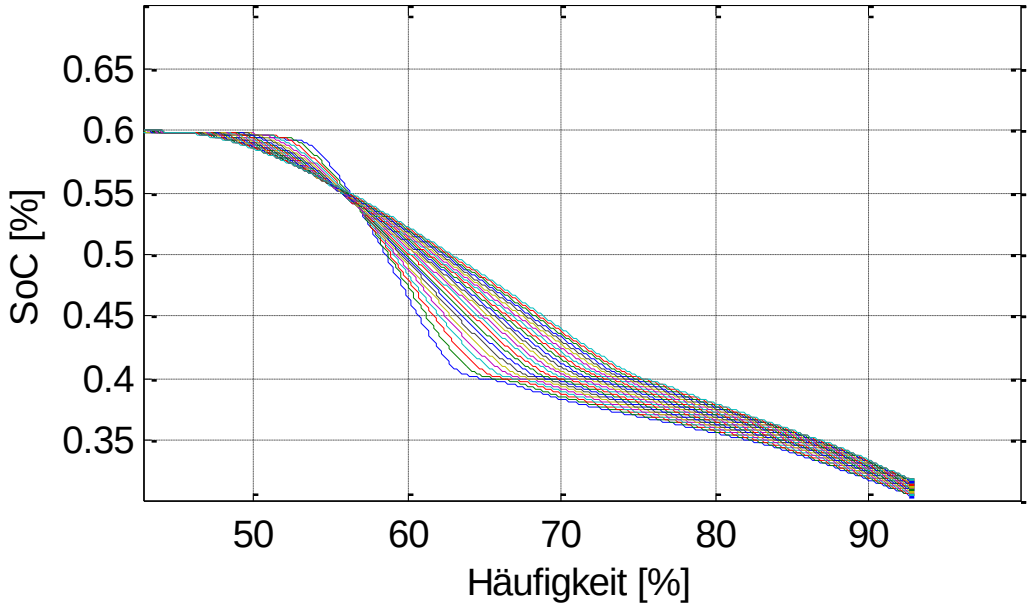


Abbildung 38: SoC-Dauerlinie im SoC-Bereich zwischen 20% und 60%

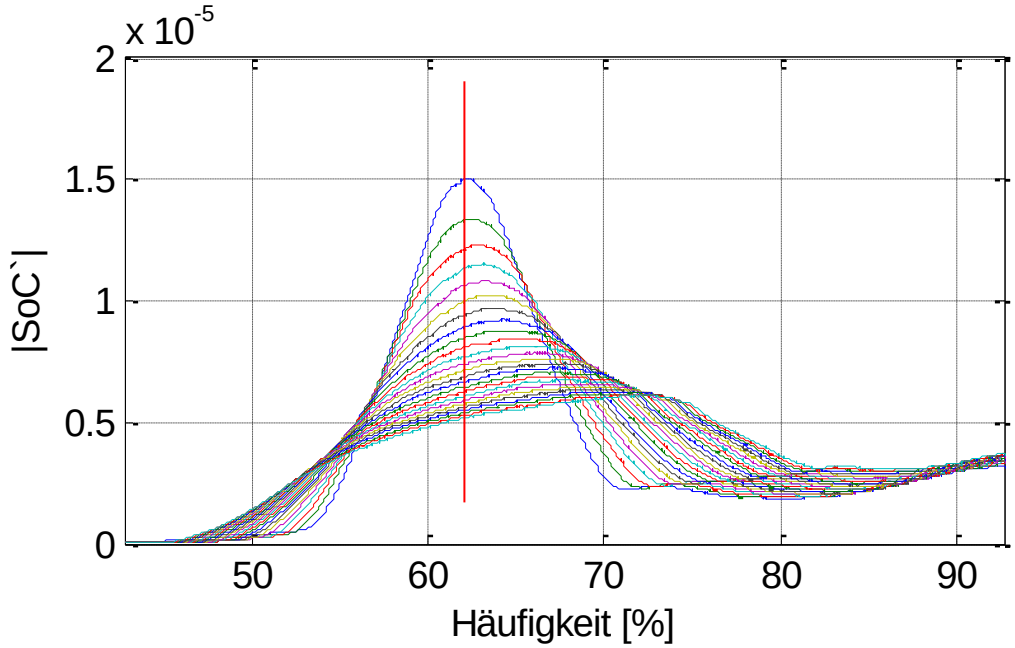


Abbildung 39: Steigung des SoC-Verlaufs als Ableitung der SoC-Dauerlinie

Auch durch Betrachten des vergrößerten Bereichs wird nicht ersichtlich, welche Batteriekapazität den am besten geeigneten Ausnutzungsgrad aufweist. Ausschlaggebend für den Ausnutzungsgrad der Batterie ist ein häufiger Betrieb im freien Batteriebetrieb (40-60% SoC). Die Steigungen der SoC-Dauerlinien geben Aufschluss über die spezifische Ausnutzung. Je geringer der Betrag der Steigung, desto häufiger befindet sich der SoC der Batterie

im freien Batteriebetrieb. Um dies darzustellen, wurde der im Abbildung 38 gezeigte Bereich abgeleitet und der Betrag gebildet. Die daraus resultierende Steigung des SoC-Verlaufes ist in Abbildung 39 zu sehen.

Die 10 kWh Batterie, gekennzeichnet durch die größte Steigung (oberste blaue Kurve), hat den geringsten Ausnutzungsgrad. Da eine geringere Steigung auf einen besseren Ausnutzungsgrad schließen lässt, stellt der Abstand zur Steigung der nächstgrößeren Batterie einen Indikator für eine Verbesserung des Ausnutzungsgrades dar. Um alle simulierten Batteriekapazitäten einfacher vergleichen zu können, wurde der Wendepunkt der maximalen Steigung aus der Steigungskurve als Referenz verwendet. Ausschlaggebend für den Verbesserungsgrad ist der Abstand zum Wendepunkt der nächst größeren Batterie. Da bei den größten Batterien kein eindeutiger Wendepunkt innerhalb des freien Batteriebetriebs erkennbar ist, wurden statt der exakten Wendepunkte die senkrechten Abstände entlang der in Abbildung 39 eingezeichneten roten Linie als Maß verwendet.

Abbildung 40 zeigt die Werte der Steigungen entlang des Schnittpunktes mit der in Abbildung 39 eingezeichneten Linie. Hier ist zu erkennen, dass die Verbesserung des Ausnutzungsgrades mit steigender Kapazität bei kleinen Kapazitätswerten sehr hoch ist. Ab einer Kapazität von ca. 75 kWh steigt der Ausnutzungsgrad mit zunehmender Batteriegröße dann kaum noch. Somit lässt sich ableiten, dass eine Kapazität von 75 kWh eine gute Batterieausnutzung mit angepasster Größe verspricht.

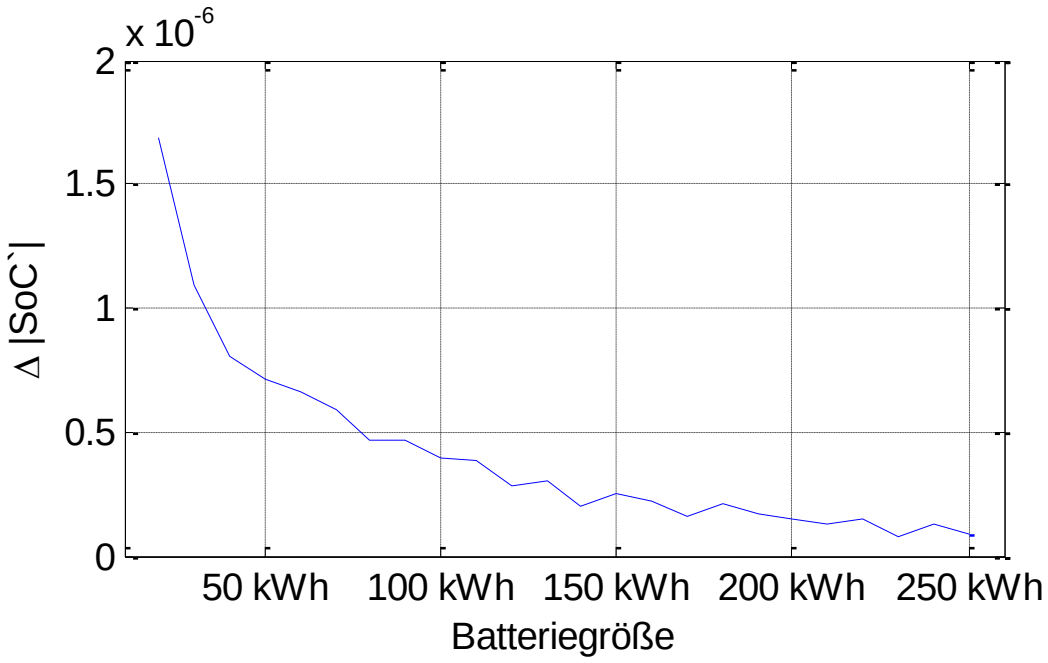


Abbildung 40: Änderung der Steigung bei Kapazitäserhöhung um 10kWh

Wie schon erwähnt, soll mittels der Batterie eine möglichst lange mittlere Einschaltdauer des Elektrolyseurs realisiert werden. Aus diesem Grund wurde in der Simulation für jede Batteriekonfiguration die Einschalthäufigkeit bestimmt und mit der Einschaltdauer verrechnet. Somit ergeben sich für jede Batteriekapazität mittlere Einschaltdauern des Elektrolyseurs.

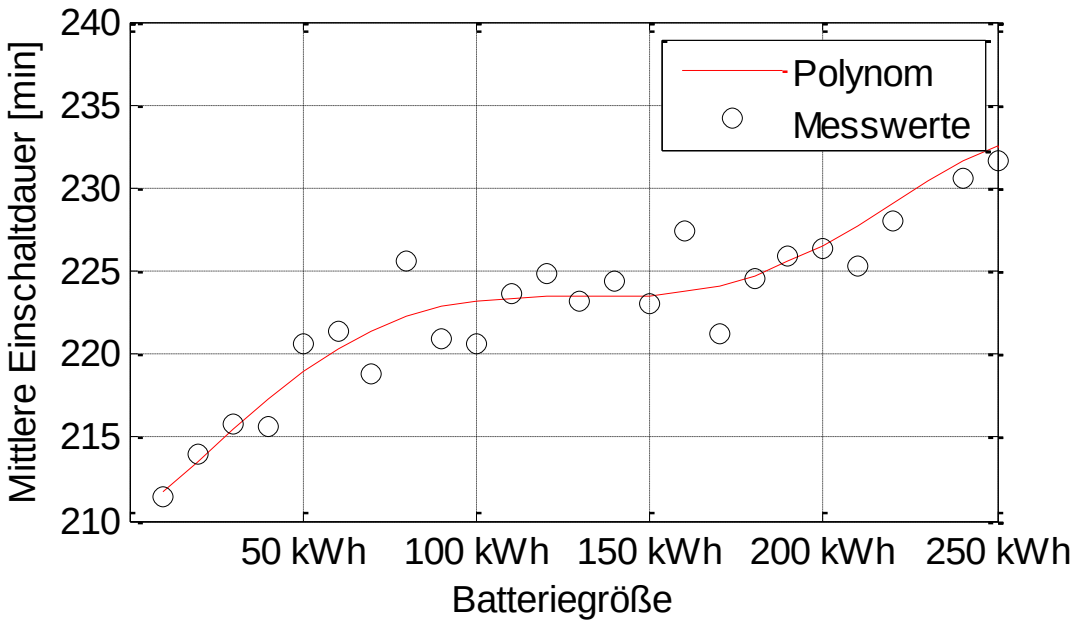


Abbildung 41: Mittlere Einschaltdauer des Elektrolyseurs

In Abbildung 41 ist die mittlere Einschaltdauer des Elektrolyseurs dargestellt. Die schwarzen Kreise zeigen die Werte aus der Simulation. Für eine analytische Beschreibung zur weiteren Optimierung der Batteriekapazität wurden diese Messpunkte über ein Polynom 5. Ordnung angenähert:

$$p(x) = p_1 x^5 + p_2 x^4 + p_3 x^3 + p_4 x^2 + p_5 x^1 + p_6$$

mit

$$p_1 = -3{,}2161 * 10^{-5}$$

$$p_2 = 2 * 10^{-3}$$

$$p_3 = -387 * 10^{-4}$$

$$p_4 = 1998 * 10^{-4}$$

$$p_5 = 15201 * 10^{-4}$$

$$p_6 = 210$$

Aus diesem Polynom ergibt sich die rote Funktion in Abbildung 41. Auch hier ist zu erkennen, dass eine Vergrößerung der Batteriekapazität ab 100 kWh durch den flachen Verlauf der Kurve keine Verbesserung erbringt. Schon bei 75 kWh flacht die Kurve deutlich ab, daher kann die Betrachtung der Einschaltdauer des Elektrolyseurs als Bestätigung der vorher bestimmten Kapazität von 75 kWh angesehen werden. Demnach ist eine Batteriekapazität von 75 kWh bis 100 kWh als optimal anzusehen.

3 Standort und Gebäude

mdp: Gebäudeentwurf,
ISW: technische Realisierbarkeit,
TWS: Unterstützung

Die Anforderungen an einen Gebäudeentwurf sind vielfältig und teilweise auch widersprüchlich. Zu nennen sind hier technische und rechtliche Aspekte, wie z.B. der Energiebedarf, die Erschließbarkeit im Hinblick auf Fluchtwege und Brandschutz und viele weitere Punkte. Hinzu kommen wirtschaftliche Aspekte wie die Baukosten, die Lebenszykluskosten und die Vermarktbarkeit an sich. Eine wesentliche Rolle spielt aber auch die Gestaltung und damit die Frage, wie sich das Gebäude am jeweiligen Standort in die Umgebung einfügt.

Bei den technischen Standards sind die Trends klar, hier verlangen die gesetzlichen Vorschriften einen immer besseren Wärmeschutz und einen effizienten Umgang mit Energie insgesamt. In Deutschland sind die entsprechenden Vorgaben unter anderem in der Energieeinsparverordnung (EnEV) geregelt. Dabei sind die Vorgaben so gestaltet, dass sie auch mit sehr unterschiedlichen baulichen Ausführungen erfüllt werden können. Vor dem Hintergrund der Energiekostenentwicklung und der möglichen Förderung kommen bei Neubauten oft Standards zur Anwendung, die die gesetzlichen Vorgaben übertreffen. Immer mehr neue Gebäude werden sogar als sogenannte Energie-Plus Häuser ausgeführt, das heißt, über das Jahr gesehen wird mehr Energie auf dem Gebäude/Grundstück erzeugt, als für den Bedarf an elektrischer Energie und Heizwärme benötigt werden. Diese Betrachtung gilt allerdings nur für die Bilanz. Eine Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch wird dabei nicht berücksichtigt.

3.1 Entwürfe für den Standort Werl

Abbildung 42 zeigt einen Entwurf zur möglichen Standortentwicklung in unmittelbarer Nähe des KonWerl Zentrums, der bereits vor Projektbeginn entwickelt wurde und auch Basis der Beantragung war. In einem ersten Arbeitsschritt wurde dieser Entwurf hinsichtlich der technischen Realisierbarkeit des im Bild skizzierten Gebäudes weiterentwickelt und vervollständigt. Basierend auf dem zu diesem Zeitpunkt aktuellen Raumprogramm für das Energiezentrum, das insgesamt ca. 1.600 m^2 Bruttogeschossfläche (BGF) umfasste, entstand der Entwurf eines zweigeschossigen Gebäudes aus mehreren unabhängigen Baugruppen, die unter einer sogenannten Klimahülle angeordnet sind. In Abbildung 43 ist als Beispiel der Grundriss des Erdgeschosses dargestellt.

Die Klimahülle aus Glas sorgt dafür, dass unter dem Dach des Gebäudes eine möglichst gleichbleibende Atmosphäre herrscht. Die Sonne erwärmt auch im Winter die Umgebungsluft der „Halle“ und trägt zu einem geringeren Heizenergiebedarf bei. Dies nennt man **„passive Solararchitektur“**. Die innenliegenden Gebäudeteile (Raumeinheiten) werden nicht direkt von der Sonne aufgeheizt, sondern durch die Glashülle und ein Umluftsystem von den direkten Witterungseinflüssen abgeschirmt. Dadurch ist es möglich, im Sommer kühlende Frischluft einzusetzen, im Winter jedoch aufgewärmte Luft zu verwenden: Wegen des niedrigen Temperaturniveaus kann zur Erwärmung der Luft die Abwärme aus den technischen Einhei-

ten des Energieversorgungssystems sehr gut verwendet werden. Durch die Integration von Solarmodulen in die Südseite der Klimahülle wird eine Verschattung erreicht, die die gezielte Entwicklung des Raumklimas zusätzlich unterstützen und die Arbeitsbedingungen in den Büroeinheiten verbessern.

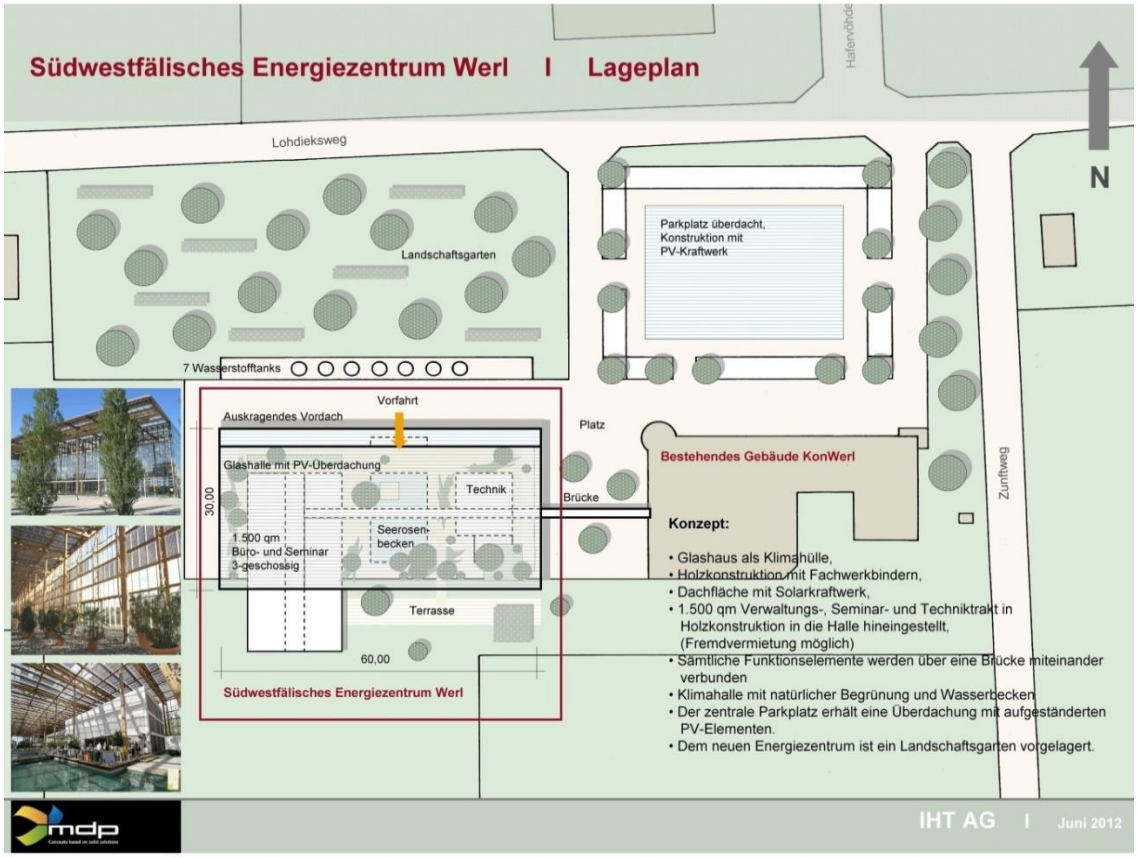


Abbildung 42: Erste Vorüberlegungen zur Entwicklung des Standortes im Industriegebiet KonWerl

Um die Betriebskosten gering zu halten, sollte die Klimahülle analog zu den Glasfassaden von Hochhäusern „selbstreinigend“ ausgeführt werden. Im Übrigen sind die unter der Glashülle befindlichen Gebäude nicht der Witterung ausgesetzt. Hierdurch können Baukosten durch die mögliche einfachere Bauweise eingespart werden und es wird möglich, den nachwachsenden Rohstoff Holz in sehr umfänglicher und einfacher Weise zu nutzen. Zum anderen reduzieren sich die Erhaltungskosten für die „In-House-Flächen“ (Lebenszykluskosten), was die Nachhaltigkeit weiter erhöht. Der geforderten Bewertungsmethodik des Bundes folgend, erhöhen sich auf diese Weise nachweislich die ökologischen, ökonomischen und funktionalen Qualitäten des Gebäudes und des Standortes. Das Bewertungssystem „Nachhaltiges Bauen“ ist bereits für alle Bundesbauten obligatorisch und zertifiziert u. a. nach den Kriterien Lebenszyklus, Behaglichkeit, Nutzerzufriedenheit, Funktionalität, Gestaltungsqualität, technische Qualität etc. und bestätigt die positiven Ansätze des Entwurfs. Ein wesentliches

Gestaltungsmerkmal ist der Technikraum unmittelbar im Eingangsbereich, in dem die besondere Technik transparent und für alle Besucher sichtbar untergebracht wird.

Abbildung 43: Grundriss des Erdgeschosses zur Veranschaulichung des ursprünglich favorisierten Gebäudeentwurfs

3.2 Standortentwicklung Soest

Mit dem Standortwechsel nach Soest, der vor allem erforderlich war, weil sich die Stadt Werl – primär aus finanziellen Gründen – nicht in der Lage sah, das Projekt weiter zu verfolgen, haben sich auch die Randbedingungen grundlegend verändert. Sehr positiv zu vermerken ist zunächst, dass sich aus der innenstadtnahen Lage in unmittelbarer Nähe des Bahnhofs eine hohe Wahrnehmbarkeit ergibt. Die Passantenfrequenz liegt bei mehreren tausend Personen je Tag. Hinzu kommt, dass das Zentrum sowohl über den ÖPNV als auch über Individualverkehr ideal erreichbar ist. Nachteilig sind dagegen die Einschränkungen, die sich aus dem Zuschnitt und der Orientierung der Fläche ergeben. Abbildung 44 vermittelt einen ersten Eindruck vom Zuschnitt des Standorts im Soester Norden. Auf der Luftaufnahme sind der Bahnhof, das zugehörige Parkhaus und die aktuell noch brache Fläche für den nächsten Bauabschnitt des Gewerbegebiets am Bahnhof deutlich zu erkennen.

Im ersten Ansatz wurde der Versuch unternommen, den vorliegenden Entwurf zum Gebäude auf diesen Standort zu übertragen. Wie die Lageskizze in Abbildung 45 zeigt, ergibt sich daraus eine relativ „sperrige“ und unattraktive Anordnung innerhalb der Liegenschaft. Die Situa-

tion ändert sich auch bei liegender Anordnung der Tanks nicht wesentlich. Aus diesen Gründen wurde das Architekturbüro Acconci damit beauftragt, einen weiteren, auf den Standort zugeschnittenen Entwurf zu entwickeln.

Abbildung 44: Luftbild des Standorts in Soest

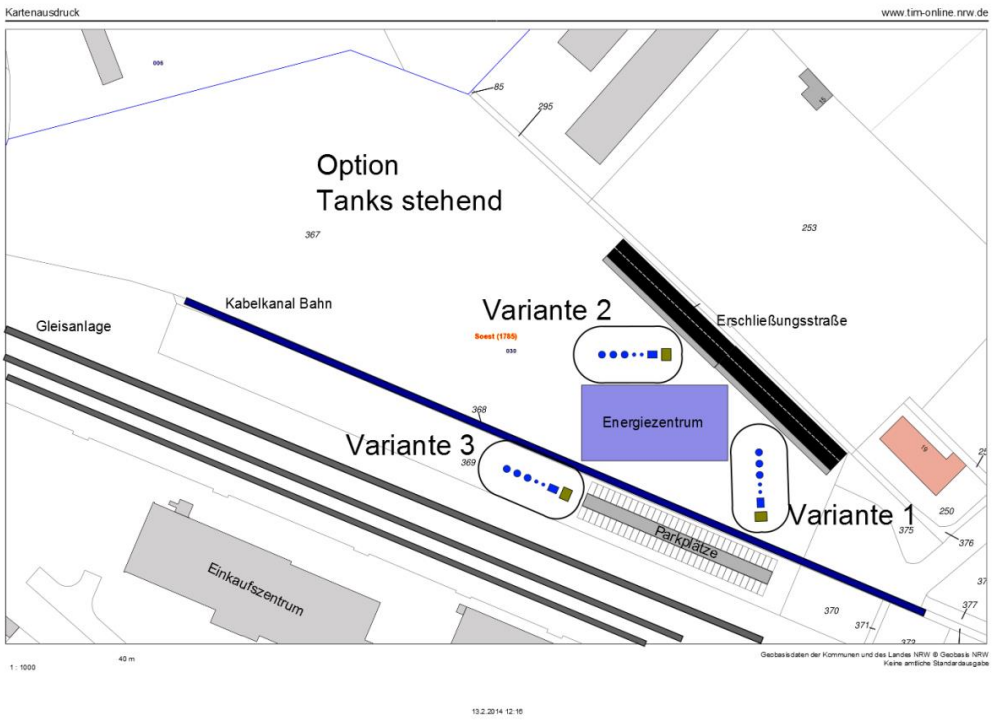


Abbildung 45: Mögliche Anordnung der Baugruppen des für Werl erstellten Gebäudeentwurfs am Standort Soest mit stehenden H2-Tanks

Der aus diesem Entwurf resultierende Lageplan ist in Abbildung 46 dargestellt. Dieser Entwurf platziert das Zentrum mit einem L-förmigen Grundriss, dessen Innenbereich durch einen transparent gehaltenen Überbau in Form eines Foyers gebrückt wird, in der Zufahrt zum Gewerbegebiet und nimmt die unmittelbaren Sicht- und Wegeachsen auf. Der Blick von wartenden Fahrgästen und von potentiellen Besuchern wird zwangsläufig auf das Energiezentrum gelenkt. Die Wege zum Zentrum sind kurz, der Eingangsbereich fällt mit der dach- und fassadenintegrierten Solaranlage sofort auf. Betont wird das Erscheinungsbild von einer kleinen, dynamisch geformten Windkraftanlage und den stehend angeordneten Tanks mit einer Höhe von knapp 20 m. Auch die demonstrativ ausgeführte Verbindung zwischen dem in der Mitte des Gebäudes angeordneten Technikraum und den Wasserstofftanks in Form einer „Pipeline“ vermittelt schon rein optisch den Eindruck, dass hier etwas Außergewöhnliches passiert. Die Seitenansichten in Abbildung 47 vermitteln einen guten Eindruck dieser Besonderheiten.

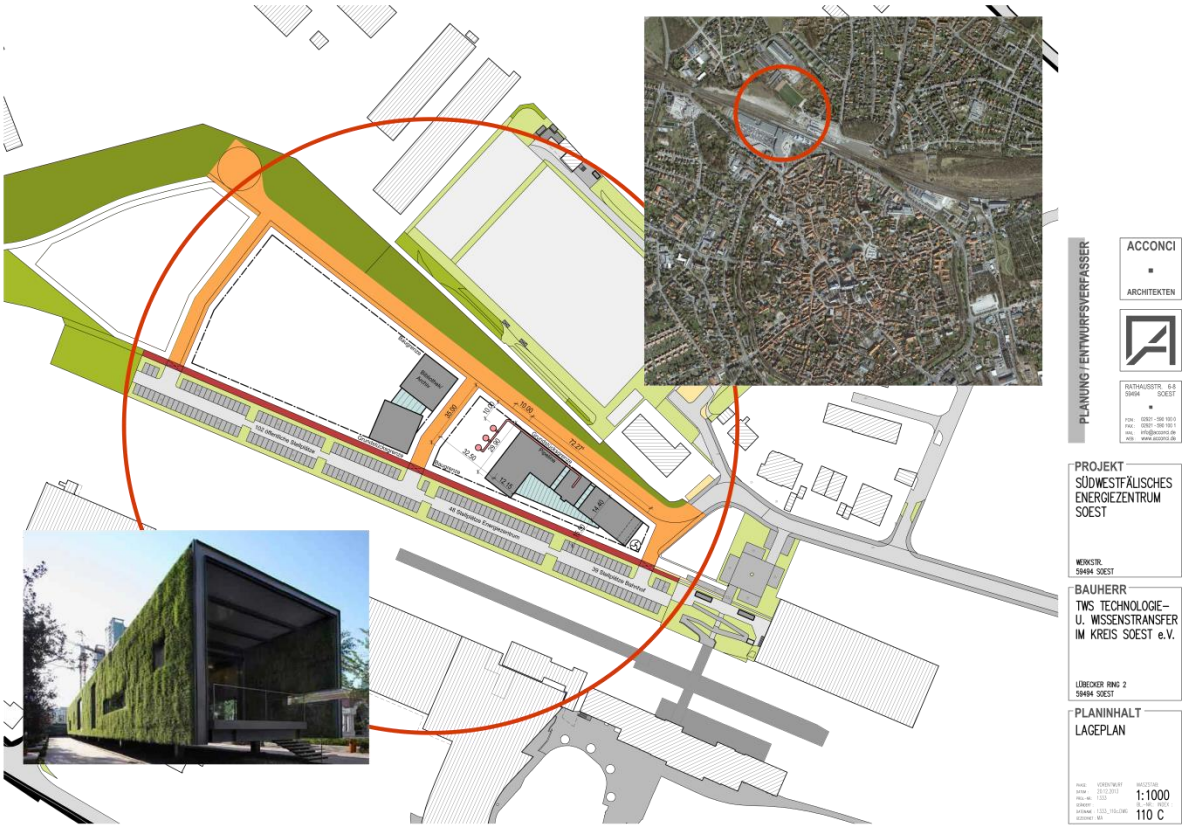


Abbildung 46: Lageplan des aktuellen Entwurfs zum Energiezentrum

Erstellt werden soll das L-förmige zwei geschossige Gebäude aus vorgefertigten Modulen. Diese Bauweise gestattet wegen der selbstragenden Konstruktion einen sehr flexiblen Innenausbau ohne tragende Wände. Dadurch lassen sich Anpassungen an Vorgaben und Wünsche von Mietern auch im Betrieb problemlos realisieren. Die Fassade dieser Module kann in sehr unterschiedlichen Varianten gestaltet werden. Gedacht ist hier an eine Mischung aus Grünfassaden und Stahl ggf. in unterschiedlicher Farbgebung. Aufgenommen

wurde die Idee des zentralen und transparenten Technikraums, der sowohl für Passanten von Seiten der Werkstraße (siehe Abbildung 47 unten) als auch für Besucher, die das Gebäude durch das Foyer betreten (siehe Grundriss der Abbildung 48) direkten Einblick bietet und auch durch die bauliche Gestaltung deutlich sichtbar wird. Die nutzbare Fläche beträgt nach den Vorgaben der Wirtschaft und Marketing Soest GmbH (WMS) rund 1.600m^2. Die Bruttogeschossfläche liegt wegen des großzügigen Foyers, den notwendigen Erschließungswegen, sowie der besonderen Anforderungen an den Technikraum bei 2.900m^2.

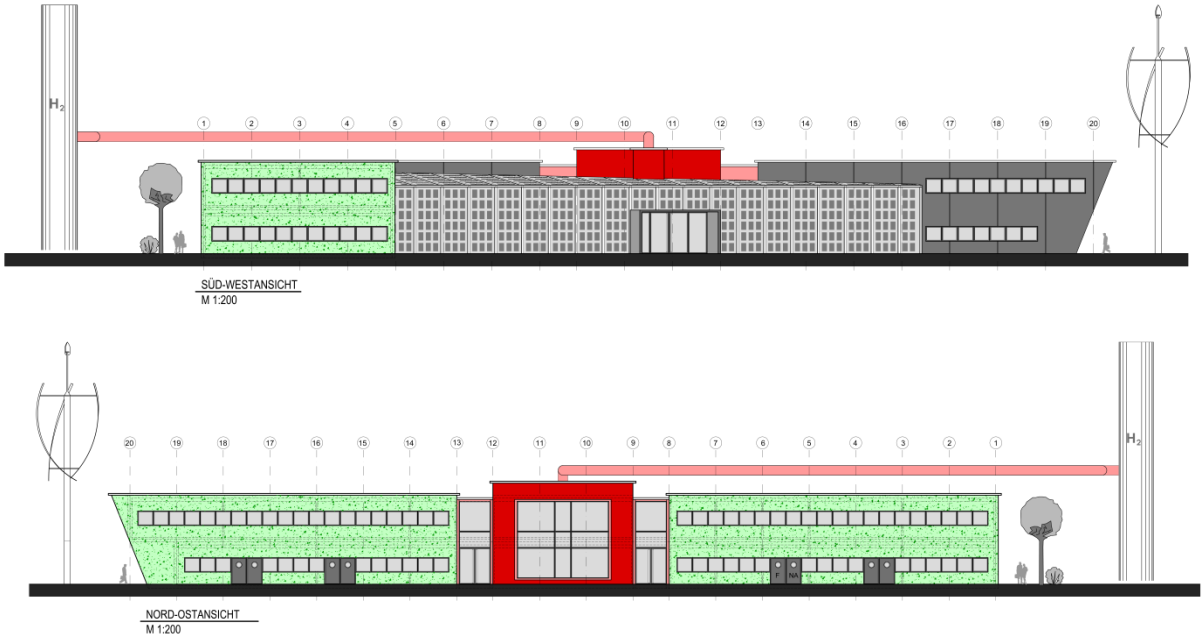


Abbildung 47: Seitenansichten des Energiezentrums (oben von der Eingangsseite, unten von der „Rückseite“; Werkstraße)

Auf Basis dieser Entwürfe wurde vom Partner ISW eine Gebäudesimulation zur Berechnung des Wärmebedarfsprofils aufgebaut. Das Simulationsprogramm liefert dabei auch eine 3D-Ansicht des Gebäudes, die eine einfache Visualisierung ermöglicht. Die 3-D Variante der beiden Ansichten aus Abbildung 47 zeigt Abbildung 50. Aus technischer Sicht ist vor allem die Möglichkeit zur Berechnung des Schattenverlaufs in Abhängigkeit von Uhr- und Jahreszeit interessant, der bei der Planung der gebäudeintegrierten Solaranlagen wichtig ist.

Abbildung 48: Grundriss des Erdgeschosses mit einer möglichen Anordnung der Räume

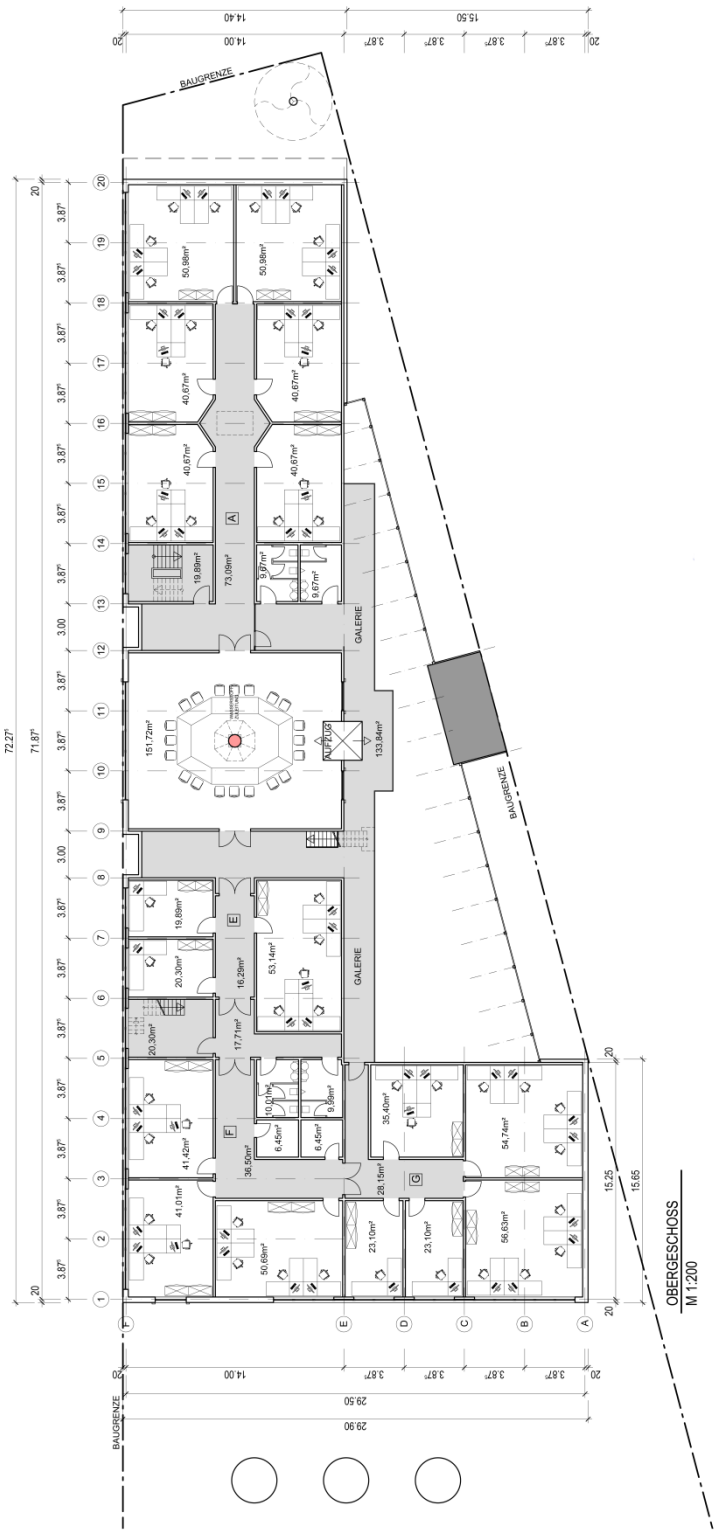


Abbildung 49 Grundriss des Obergeschosses

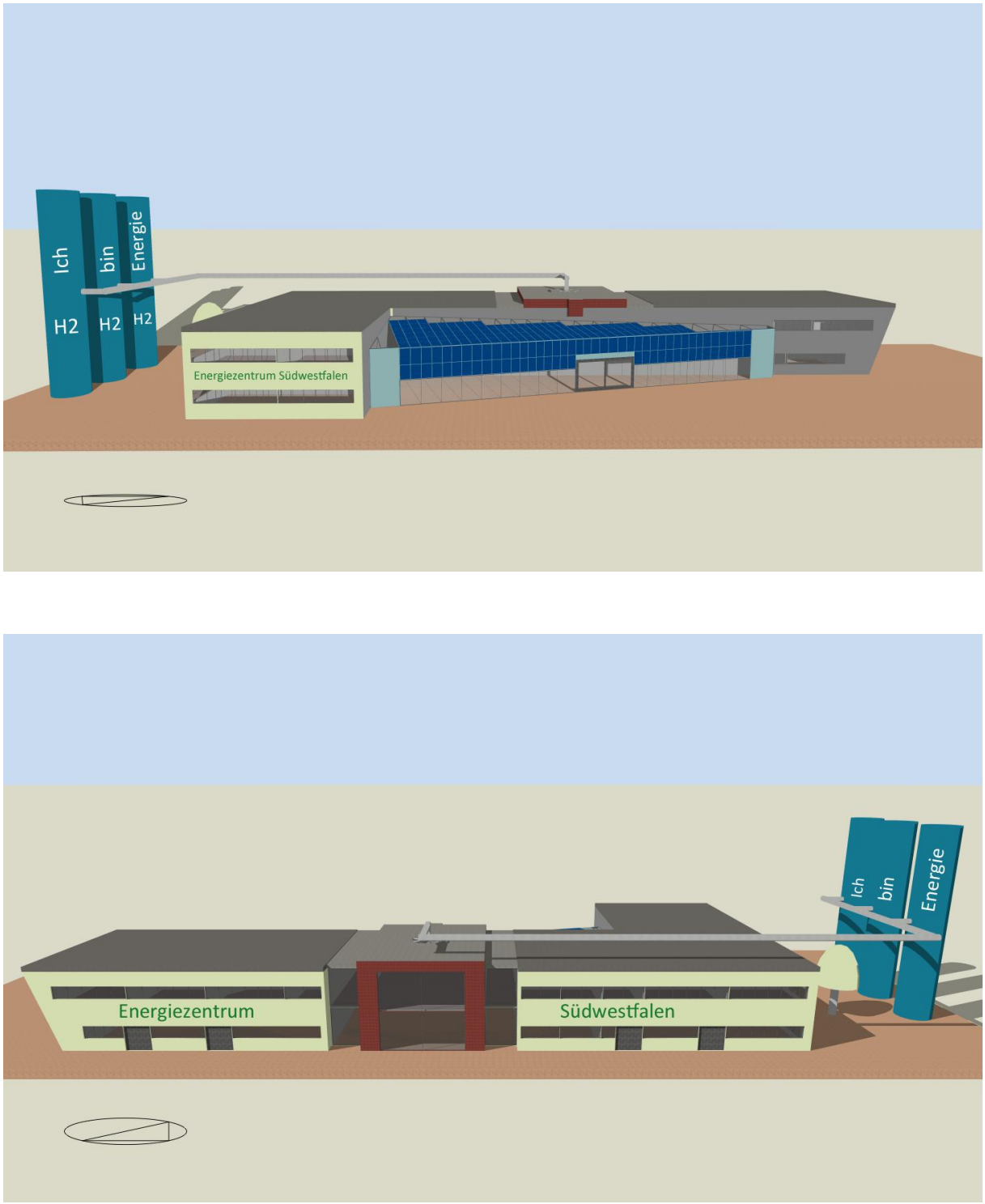


Abbildung 50: Einfache 3D-Visualisierung des Zentrums analog zur Abbildung 47

3.3 Auslegung von Heizung, Kühlung und Lüftung

Die Räume des Energiezentrums Südwestfalen werden beheizt, gekühlt und maschinell be- und entlüftet. Die Systeme zur Temperierung und Belüftung des Gebäudes haben direkten und maßgeblichen Einfluss auf den Energiebedarf, welcher für dieses Gebäude bekanntermaßen möglichst zu jedem Zeitpunkt autark gedeckt werden soll. Entsprechend hohen Einfluss hat die konzeptionelle Integration der Systeme der Technischen Gebäudeausrüstung.

3.3.1 **Heizung**

Die Beheizung der Räume erfolgt flächendeckend über Bauteiltemperierung. Die Decken (Heiz- / Kühldecken, siehe Abbildung 51) im Büro und der Fußboden im Eingang und Foyer werden thermisch aktiviert. Durch die Aktivierung großer Flächen zur Beheizung der Räume, kann die Temperatur für die notwendige Erwärmung der Räume auf ein Niveau gesenkt werden, welches nur geringfügig höher liegt, als die geforderte Raumtemperatur.

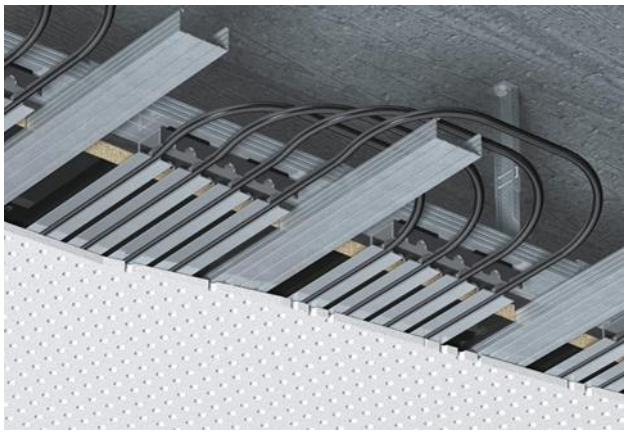


Abbildung 51: Beispiel einer Heiz- / Kühldecke, Quelle: Fa. Emco Klimatechnik

So kann konkret eine Heizdecke und eine Fußbodenheizung mit einer Vorlauftemperatur von 35 °C und einer Rücklauftemperatur von 28 °C für den Winterauslegungsfall (Standort Soest: -10 °C) dimensioniert werden. Dieses Temperaturniveau eignet sich ideal für die geplanten Systeme der Wärmeerzeugung. Neben der Deckung der Grundlast über eine Wärmepumpe, kann auf diese Weise auch die Fremdwärme der verschiedenen Systeme aus der Wasserstofftechnik integriert werden. Die Abwärme folgender Systeme wird in der Heizungstechnik berücksichtigt:

- Brennstoffzelle: 30 kW bei 5 K Spreizung
- Elektrolyse: 25 kW bei 5 K Spreizung
- Gasreinigung: 3,5 kW bei 5 K Spreizung
- Verdichter: 2,0 kW bei 5 K Spreizung
- Batterie Wechselrichter 3,0 kW bei 5 K Spreizung

Bei der Kühlung der o.g. Systeme darf die Rücklauftemperatur zu den Systemen maximal 35 °C betragen. Dieses Temperaturniveau lässt sich in der geplanten Heizungstechnik gut darstellen. Zur teilweisen Entkopplung des Bedarfs und der Erzeugung kommen Pufferspei-

cher zur Ausführung, welche die Abwärme der Systeme speichern. Neben konventionellen Speichern ist hier auch die Einbindung des Wasserstoffhydrid-Speichers vorgesehen. Sofern kein Bedarf an Heizwärme im Gebäude besteht, erfolgt die Einspeisung der thermischen Energie in den Solekreislauf der vorgesehenen Sole-Wasser-Wärmpumpe. Damit wird dann die Temperatur des Erdreichs angehoben. Sollte dies nicht mehr möglich sein, ist die Abführung der Abwärme über einen Tischkühler vorgesehen.

Wie bereits erwähnt, erfolgt die über die Einspeisung der o.g. Systeme hinausgehende Wärmeerzeugung über eine Sole-Wasser-Wärmepumpe.

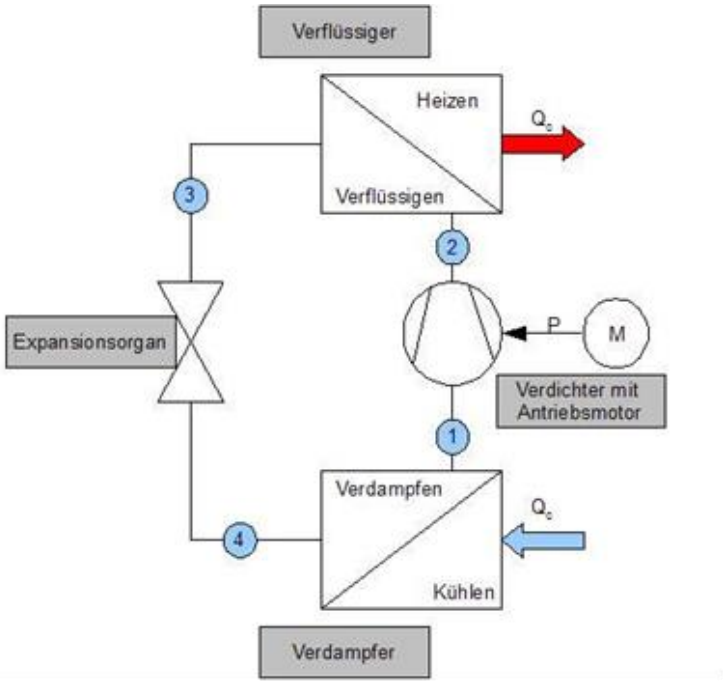


Abbildung 52: Prinzip einer elektrisch angetriebenen Wärmepumpe

Eine Wärmepumpe ist in der Lage durch die Antriebsenergie und den kältetechnischen Prozess, einem Reservoir Energie in Form von Anergie zu entziehen und diese als nutzbare Wärme auf einem höheren Temperaturniveau zur Verfügung zu stellen. Das Prinzip ist in Abbildung 52 dargestellt.

Das zuvor beschriebene Reservoir besitzt aufgrund der niedrigen Temperatur zur Umgebung keine nutzbare Exergie. Jedoch im Vergleich zum absoluten Nullpunkt bei –273,15 °C enthält dieses Reservoir Energie. Diese Energiemenge kann mithilfe einer Wärmepumpe genutzt werden, wodurch sich das Reservoir abkühlt.

Die Wärmepumpe besteht im Wesentlich aus folgenden Komponenten:

- Verdampfer
- Verflüssiger
- Verdichter
- Entspannungseinrichtung

Im Verdichter erfolgt unter Einsatz von mechanischer oder thermischer Energie die Verdichtung des Kältemittels auf ein höheres Druckniveau. Im Verflüssiger erfolgt die Abgabe der Wärme an das Heizungsnetz. Anschließend gelangt das verdichtete und abgekühlte Kältemittel in die Entspannungseinrichtung. Dort erfolgt eine Drosselung des Drucks. Dies hat durch den Zusammenhang zwischen Druck und Temperatur bei Gasen (Joule-Thomson-Effekt) eine prompte Reduzierung der Temperatur des Kältemittels zur Folge. Im Verdampfer erfolgt dann die Aufnahme der Wärmeenergie aus der Wärmequelle.

Es bestehen verschiedene anlagentechnische Ausführungen, welche sich als Wärmepumpe den kältetechnischen Prozess zu Nutze machen. Der Unterschied zwischen den einzelnen Anlagen liegt in der Art der Verdichtung des Kältemittels und der Antriebenergie zur Verdichtung. Folgende Wärmepumpentechniken sind am Markt verfügbar:

- Elektrisch angetriebene Kompressor-Wärmepumpe
- Gasmotor- bzw. Ölmotor-Wärmepumpe
- Absorptionswärmepumpe

Die energetische Schnittstelle zur Wasserstofftechnik und zu den regenerativen Energiequellen Wind und Sonne erfolgt hier über elektrische Energie. Daher kommen für diesen Anwendungsfall im Energiezentrum Südwestfalen die elektrisch angetriebenen Kompressorwärmepumpen zum Einsatz. Hier erfolgt die Verdichtung des gasförmigen Kältemittels durch einen elektrisch angetriebenen Kompressor.

Dem eingesetzten Kältemittel kommt eine maßgebliche Bedeutung zu. Nach DIN EN 378-1 Abs. 3.7.1 ist das Kältemittel definiert als „Fluid, das zur Wärmeübertragung in einer Kälteanlage eingesetzt wird und das bei niedriger Temperatur und niedrigem Druck Wärme aufnimmt und bei höherer Temperatur und höherem Druck Wärme abgibt, wobei üblicherweise Zustandsänderungen des Fluids erfolgen." bzw. nach DIN 8960 Abs. 3.1 als "Arbeitsmedium, das in einem Kältemaschinenprozess bei niedriger Temperatur und niedrigem Druck Wärme aufnimmt und bei höherer Temperatur und höherem Druck Wärme abgibt."

Zurzeit kommen üblicherweise die folgenden drei Kältemittel zur Anwendung:

- Ammoniak (R717)
- Kohlendioxid (R744)
- Kohlenwasserstoffe (verschiedene)

Für die Bewertung und den Vergleich von elektrisch angetriebener Wärmepumpenanlagen sind im Wesentlich zwei Kennzahlen von Bedeutung:

- Leistungszahl
- Jahresarbeitszahl

Die Leistungszahl, bekannt auch als Coefficient of Performance (COP), beschreibt das momentane Verhältnis zwischen abgegebener Heizleistung und aufgenommener elektrischer Leistung (unter Berücksichtigung der Hilfsleistung). Es handelt sich hier um eine Momentaufnahme bei verschiedenen Arbeitspunkten auf dem Prüfstand.

Die Jahresarbeitszahl gibt ebenfalls das Verhältnis von aufgenommener zu abgegebener Leistung wieder, jedoch werden Einschalt- und Abschaltvorgänge sowie verschiedene Betriebspunkte der Wärmepumpe im Zeitraum von einem Jahr berücksichtigt. Die VDI 4650 bietet ein vereinfachtes Rechenverfahren für Wärmepumpen bis zu einer Leistung von 100 kW zur Umrechnung der Leistungszahl in die Jahresarbeitszahl. Für das Energiezentrum ist eine Heizleistung von 120 kW erforderlich, die auf drei Wärmepumpen mit je 40 kW aufgeteilt wird. Damit ist eine gute Anpassung der Systemleistung an den aktuellen Bedarf möglich, wodurch die Gesamteffizienz gesteigert wird. Für eine noch feinere Steuerung ist der Einsatz einer leistungsangepassten Steuerung bei einer oder bei jeder Einzelanlage möglich.

Entscheidend für die Effizienz einer Wärmepumpenanlage ist, neben der anlagentechnischen Umsetzung des kältetechnischen Prozesses, die Wärmequelle. Als Wärmequelle kommen verschiedenste Reservoire zum Einsatz. Das Temperaturniveau und die ganzjährige Verfügbarkeit der Wärmequelle sind hier von maßgeblicher Bedeutung.

Umweltwärmequellen:

- Umgebungsluft
- Diffuse und direkte Strahlung (Solarabsorber)
- oberflächennahes Erdreich
- Grundwasser und Uferfiltrat (z. B. Grubenwasser)

thermale Wärmequellen:

- Thermalquellen
- thermale Schichtenwässer
- Thermalwässer aus vulkanischen Gesteinen

Abwärmequellen:

- Abwärme aus industriellen Prozessen
- Abwärme aus Kühlkreisläufen
- Abwärme aus Abwasser und Abluft

Für das Energiezentrum erfolgt die Bereitstellung der Wärmequelle über sogenannte Erdwärmesonden zur Nutzung oberflächennaher Geothermie. Hierbei werden Erdsonden auf eine Tiefe von ca. 100 m abgeteuft und anschließend mit Spezialmörtel, welcher eine hohe Wärmeleitfähigkeit aufweist, verpresst. Der Durchmesser dieser Erdsonden beträgt DN 32 oder bei Teufen größer 100 m auch DN 40. Mehrere Erdsonden sind für ein Gebäude wie das Energiezentrum erforderlich. Ein System aus mehreren Erdsonden wird als Erdsondenfeld bezeichnet. Die Dimensionierung des Erdsondenfeldes erfolgt im ersten konzeptionellen Ansatz auf Basis geologischer Daten des „Geologischen Dienst NRW“. Eine detaillierte Betrachtung erfolgt nach Erstellung der ersten Erdsondenbohrung und der Überprüfung der Geologie durch einen geothermalen Response Test. Auf Basis dieses Tests können die thermophysikalischen Daten aus der Planung in-situ überprüft und gegebenenfalls ange-

passt werden. Anschließend erfolgt auf Basis dieser Daten in Zusammenhang mit den Daten der Gebäudetechnik die Simulation und finale Auslegung des Erdsondenfeldes.

Das Erdsondenfeld für das Energiezentrum wird auf dem Baufeld angeordnet. Nach aktuell vorliegenden geologischen Daten sind für den Standort am Bahnhof in Soest ca. 28 Bohrungen à 100 m erforderlich, zum einen um die Wärme für die Wärmepumpenanlage zu entziehen und zum anderen um die dem Gebäude während der Kühlphasen entzogene Wärme, sowie Überschüsse aus der Wasserstofftechnik einzuspeichern.

Abbildung 53: Erdsonde mit Sondenkopf in DN 32 und DN 40, Quelle: Haka Gerodur AG

3.3.2 **Kühlung**

Ein weiterer Vorteil der im vorherigen Kapitel beschriebenen Bauteilaktivierung ist, dass über diese Flächen neben der Deckung des Heizwärmebedarfs, ebenfalls eine effektive und effiziente Kühlung erzielt werden kann. Die thermischen aktiven Bauteile (Heiz-/Kühldecke und Fußbodenheizung) werden zur Kühlung mit einem Temperaturniveau leicht unterhalb der geforderten Raumtemperatur durchströmt. Die Auslegung erfolgt unter Berücksichtigung des Taupunktes mit Vorlauftemperaturen von 16 °C und Rücklauftemperaturen von ca. 20 °C. Die Kühlung erfolgt passiv, d.h. ohne Einsatz der Wärmepumpe über die Erdsondenanlage. Die Erdreichruhetemperatur beträgt ca. 10 °C und unterliegt ab einer Tiefe von ca. 10 m kaum saisonalen Schwankungen, siehe Abbildung 54.

Die Kühlung über das Erdsondenfeld ist eine der Arten zu kühlen, bei denen der geringste Energieaufwand notwendig ist, da lediglich Pumpen zur Umwälzung der Sole im Ersondenfeld und des Kühlwassers im Gebäude betrieben werden müssen. Zudem kann die über den

Sommer zur Kühlung des Gebäudes ins Erdreich eingespeiste Wärme als Wärmequelle zur Beheizung im Winter genutzt werden. Zu berücksichtigen ist, dass abhängig von der Erdreichruhetemperatur maximal mit einer Temperatur von 20 K über Ruhetemperatur Wärme eingespeist werden darf. Zudem ist die Wärmezufuhr in das Erdreich zu stoppen, sobald die Ruhetemperatur um mehr als 17 K angestiegen ist (die genauen Daten sind vorab bei der Unteren Wasserbehörde zu erfragen). Bei der Kühlung des Gebäudes im Sommer wird die überschüssige Wärme aus dem Gebäude in das Erdreich eingespeist. Zudem erfolgt, wie bereits im Kapitel 3.3.1 erwähnt, die Einspeisung von Abwärme aus den Systemen der Wasserstofftechnik, sofern diese nicht zu Heizzwecken verwendet werden kann. Die Abwärme, die in den Fahrzeugtanks bei der Betankung mit Wasserstoff entsteht, wird mit einer Leistung von 15 kW und einer Temperaturdifferenz von 5 K immer in das Erdsondenfeld eingespeist, da der Fahrzeugtank auf einem möglichst geringen Temperaturniveau zu halten ist, um kurze Tankzeiten zu erreichen.

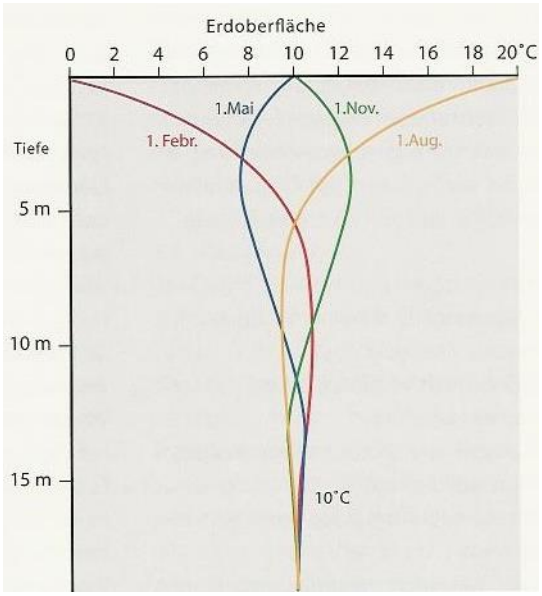


Abbildung 54: Einfluss der Jahreszeiten auf die Temperatur der obersten Erdschichten, Quelle: Bundesverband Wärmepumpen e.V.

3.3.3 Lüftungstechnik

Die für das Energiezentrum Südwestfalen vorgesehene Nutzung lässt sich allgemein als Büronutzung beschreiben. Neben unterschiedlichen Büroeinheiten werden auch Laborbereiche der Fachhochschule im Grundriss angeordnet. Da moderne Gebäude bauphysikalisch anspruchsvoll errichtet werden und eine wesentliche Aufgabenstellung die Luftdichtigkeit der Gebäudehülle ist, wird für dieses Gebäude eine kontrollierte maschinelle Be- und Entlüftung sämtlicher Räume geplant. Das Lüftungskonzept umfasst zwei raumlufttechnische Anlagen (RLT-Anlagen), welche als Teilklimaanlagen ausgelegt sind. Die thermodynamischen Funktionen umfassen:

- Wärmerückgewinnung,
- Kühlen,

- Entfeuchten und
- Heizen.

Diese Funktionen werden über die Anlagenteile:

- Wärmerückgewinnung,
- Kühlregister und
- Heizregister

gewährleistet. Die Anordnung der RLT-Anlagen erfolgt im östlichen Ende des Gebäudes im Bereich der Abschrägung der Fassade, sowie im Technikraum.

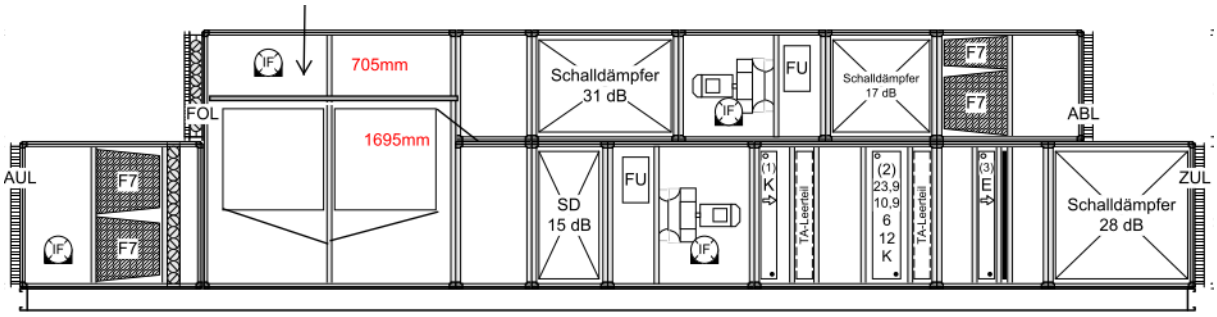


Abbildung 55: Beispiel einer Teilklimaanlage mit den Funktionen: WRG, Kühlen, Entfeuchten und Heizen; Quelle: Howatherm

Die Luftkanalführung erfolgt in Luftleitungen in den Abhangdecken im Gebäude. Die Lufteinbringung ist über Deckendrallauslässe vorgesehen. Der Deckendrallauslass (siehe Abbildung 56) wird eingesetzt, um in Räumen bis 4 m Raumhöhe die Zuluft zugfrei zuzuführen. Durch die besondere Ausbildung der feststehenden Drallschaufeln wird eine hohe Induktion erreicht. Die Temperaturdifferenz und Geschwindigkeit bauen sich dadurch sehr schnell ab. Die Zuluft tritt waagrecht in den Raum ein. Dieser Auslass wurde speziell für Kühlung und isotherme Zuluftführung konzipiert, und ist für konstante und variable Volumenströme von 100% - 40% geeignet.

Die Dimensionierung der Lüftungstechnik erfolgt gem. DIN EN 13779 „Lüftung von Nichtwohngebäuden“. Es wird von einem Luftwechsel ausgegangen, der dem 1,5-fachen des Volumens pro Stunde entspricht. Damit kann voraussichtlich eine Luftqualität IDA 2 (mittlere Raumluftqualität) erzielt werden. Diese Annahme basiert auf der DIN EN 13779 Tabelle 12, wonach bei der Nutzung als „Einzel- oder Gruppenbüro“ von 10 m² pro Person ausgegangen werden kann. Die Flächenangaben beziehen sich hier auf die Nettofläche. Hieraus resultiert eine maximale Personenzahl von ca. 240 Personen im Gebäude. Der Außenluftvolumenstrom pro Person bei der mittleren Luftqualität IDA 2 beträgt ca. 40 m³/h gem. Tabelle A.11 der o.g. Norm. Folglich resultiert hieraus eine Luftmenge von 9600 m³/h. Der Ansatz des 1,5-fachen Luftwechsels pro Stunde liefert bei der Raumhöhe von 3 m und der Nettofläche von ca. 2300 m² einen Luftvolumenstrom von ca. 10.000 m³/h und liegt somit in der gleichen Größenordnung. Die abschließende Festlegung erfolgt, jeweils in Abstimmung mit den Mietern im Rahmen der Detailplanung.

Abbildung 56: Beispiel eines Deckendrallauslass; Quelle: Schako Ferdinand Schak KG

Die Geräusche der RLT-Anlage nach außen sowie innen werden durch Schalldämpfer so reduziert, dass eine Geräuschbelästigung der eigenen Räumlichkeiten sowie der Nachbarschaft auf das gemäß den technisch anerkannten Richtlinien begrenzte Maß reduziert wird. Insbesondere wird hier auf die TA Lärm sowie die VDI 2081 Blatt 1 verwiesen.

Folgende Werte werden planerisch berücksichtigt:

Nach außen:

Tagsüber 60 dB(A)/nachts 45 dB(A) bei verringerter Luftleistung; Messung jeweils am Mündungsauslass (gem. VDI 2081 Blatt 1, Tabelle 3 und TA Lärm).

Nach innen:

Bürogebäude: 35-40 dB(A) gem. VDI 2081 Blatt 1 Kategorie „Versammlungsräume – Konferenzräume“.

Die Lüftungskanäle werden in verzinktem Stahlblech als Rechteckkanal oder Wickelfalzrohr in der Dichtheitsklasse C nach DIN EN 13779 ausgeführt. Entsprechend den brandschutztechnischen Richtlinien für Lüftungsanlagen wird das Luftkanalnetz unmittelbar am RLT-Gerät mit einer Rauchauslöseeinrichtung ausgestattet. Bei Rauchdetektion wird die Spannungszufuhr unterbrochen, so dass die Ventilatoren abgeschaltet werden und die Jalousieklappen des Lüftungsgerätes schließen. Ebenso schließen in diesem Fall die Brandschutzklappen. Die abschließende Festlegung zu Brandabschnitten und der Anordnung von Brandschutzklappen erfolgt im Rahmen der Detailplanung.

Neben der Bürolüftung erfolgt zudem die Entlüftung des Technikraums über separate Abluftventilatoren. Eine EX-geschützte Ausführung ist aufgrund der Wasserstofftechnik planerisch

berücksichtigt, die Notwendigkeit des EX-Schutzes sowie der notwendige Luftvolumenstrom muss im Rahmen der Gefahrenmatrix abschließend abgestimmt und bewertet werden.

3.4 Gestaltung des Technikraums

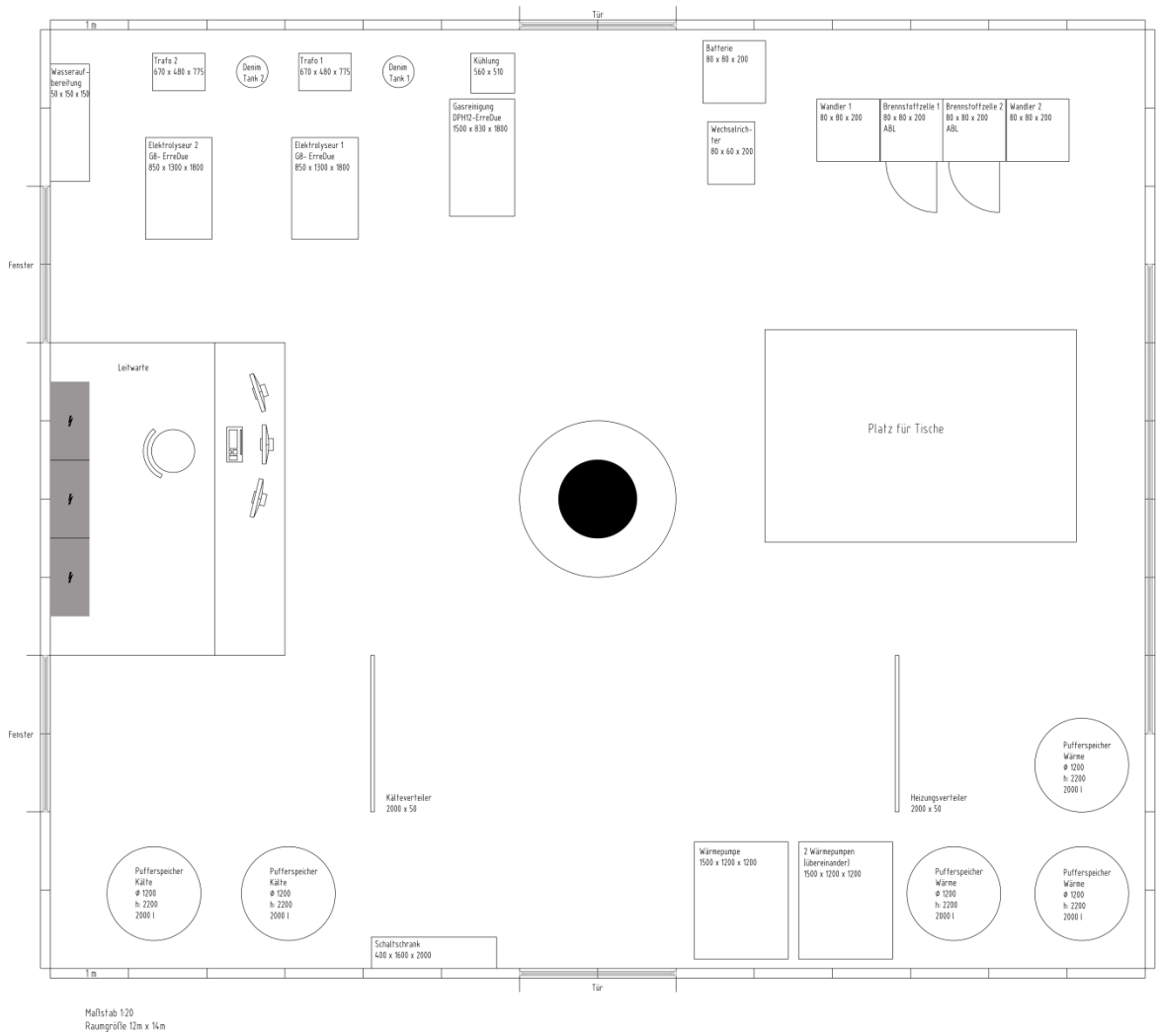

Tür
1 m
Wasserauf-bereitung 50 x 150 x 150
Trafo 2 670 x 480 x 775
Denim Tank 2
Trafo 1 670 x 480 x 775
Denim Tank 1
Kühlung 560 x 510
Gasreinigung DIPHIZ-ErreDue 1500 x 830 x 1800
Batterie 80 x 80 x 200
Wechselrich-ter 80 x 60 x 200
Wandler 1 80 x 80 x 200
Brennstoffzelle 1 80 x 80 x 200 ABL
Brennstoffzelle 2 80 x 80 x 200 ABL
Wandler 2 80 x 80 x 200
Elektrolyseur 2 GB- ErreDue 850 x 1300 x 1800
Elektrolyseur 1 GB- ErreDue 850 x 1300 x 1800
Fenster
Leitwarte
Platz für Tische
Fenster
Kälteverteiler 2000 x 50
Heizungsverteiler 2000 x 50
Pufferspeicher Wärme ø 1200 h: 2200 2000 l
Pufferspeicher Kälte ø 1200 h: 2200 2000 l
Pufferspeicher Kälte ø 1200 h: 2200 2000 l
Wärmepumpe 1500 x 1200 x 1200
2 Wärmepumpen übereinander! 1500 x 1200 x 1200
Pufferspeicher Wärme ø 1200 h: 2200 2000 l
Pufferspeicher Wärme ø 1200 h: 2200 2000 l
Schaltschrank 400 x 1600 x 2000
1 m
Tür
Maßstab 1:20
Raumgröße 12m x 14m

Abbildung 57 Mögliche Anordnung der Komponenten im Technikraum

Ein zentraler Punkt bei der Ausgestaltung des Südwestfälischen Energiezentrums besteht in der transparenten Darstellung der eingesetzten Technik. Bis auf die Gasspeicherung, die aus Sicherheitsgründen im Freien untergebracht wird, werden die gesamten technischen Einrichtungen in einem Raum im Zentrum des Gebäudes untergebracht (siehe Grundriss in der Abbildung 48). Dieser Raum ist von zwei Seiten aus zugänglich und kann über große Fenster sowohl vom Eingangsbereich des Gebäudes (Foyer) als auch von der Straßenseite (Werkstraße) aus eingesehen werden. Das Mantelrohr der Verbindung zum Außenbereich tritt in der Mitte des Raumes durch die Decke ein. Von diesem Eintrittspunkt aus werden die Medienleitungen verteilt. Die wasserstoffführenden Komponenten (Elektrolyseur, Gasreini-

gung und Brennstoffzellen) sind so ausgeführt, dass das jeweilige Gehäuse direkt entlüftet wird. Der Raum wird aus Sicherheitsgründen dennoch durch Gassensoren überwacht.

Abbildung 57 zeigt eine mögliche Anordnung der Komponenten im Technikraum. Der Platz für das Energiemanagement („Leitwarte“; linke Seite in Richtung Foyer) wird in Form eines Arbeitsraums abgetrennt, damit die Arbeit nicht durch die zu erwartende Geräuschkulisse beeinflusst wird. Der Bereich der in Abbildung 57 noch als „Platz für Tische“ bezeichnet ist, soll im Endausbau im Rahmen von Weiterbildungsmaßnahmen als Raum für Praktika „am Objekt“ dienen. Insgesamt ist trotz der Vielzahl unterschiedlicher Komponenten eine großzügige und offene Raumgestaltung möglich, so dass auch die Zugänglichkeit für Besuchergruppen gewährleistet ist.

4 Gebäudeintegrierte Energieerzeugung

mdp: Auswahlkriterien,
ISW: technische Realisierbarkeit,
TWS: Berechnungen Skizzen

Das Energiezentrum soll zu jedem Zeitpunkt möglichst vollständig über regenerative Quellen mit Energie versorgt werden. Dabei soll auf eigene Anlagen am Standort oder standortnahe Anlagen zurückgegriffen werden. Wie die Berechnungen mit dem erstellten Planungswerkzeug ergeben haben (siehe Kapitel 2.3), ist im Hinblick auf eine möglichst knappe Dimensionierung der Speicherkapazitäten ein bestimmter Mix aus Solar- und Windenergie als ideal anzusehen. Demnach ergibt sich für die Photovoltaik eine Leistung von 90 kW bei einer Volllaststundenzahl von 960 h, beim Wind sind es 120 kW bei 1.845 h. Wie die Berechnungen ebenfalls gezeigt haben, ist es aus finanziellen Gründen, aber auch aus Gründen der Praktikabilität, nicht möglich die erforderlichen Energiemengen über Kleinwindanlagen bereitzustellen. Diese müssen über einen Anteil an einer konventionellen Windkraftanlage gesichert werden. Auf die Details der Planungen gehen die folgenden Kapitel ein.

4.1 Photovoltaik

In direktem Bezug zum Gebäudeentwurf bieten sich drei Möglichkeiten der Integration von Photovoltaikanlagen an: Fassade und Dach des Foyers sowie das Flachdach des Gebäudes. Dabei unterscheiden sich die Anforderungen an die in Fassade und Dach des Foyers integrierten Anlagen deutlich von den Flachdachanlagen, die über ein konventionelles Aufdachsystem realisiert werden kann.

4.1.1 Dachintegration Foyer

Da es sich beim Foyer um einen Teil der umbauten und beheizten Hülle des Gebäudes handelt, sind hier die Anforderungen der ENEV hinsichtlich der Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werte) der Bauteile einzuhalten. Realisiert werden kann das, indem zunächst ein konventioneller Unterbau erstellt wird, der dann mit PV-Modulen als äußere Schicht belegt wird. Deutlich attraktiver ist allerdings eine Integration der Solarzellen in eine entsprechende thermisch isolierte Mehrfachverglasung. Diese Bauteile werden von einigen Herstellern jeweils nach Kundenwunsch gefertigt, wobei die gewünschte Transparenz ein entscheidendes Kriterium ist. An dieser Stelle sei beispielhaft die Firma ertex solartechnik GmbH genannt [4]. Nach den Ergebnissen der Gebäudesimulation ergibt sich wegen der Ausrichtung und der Flächenverhältnisse des Foyers aus thermischen Gründen die Notwendigkeit einer großflächigen Verschattung und damit einer geringen Transparenz der Module. Für die Planungsarbeiten konnte daher davon ausgegangen werden, dass die Leistung der Isolierglasmodule in etwa den Werten konventioneller Module entspricht. Das beispielhaft verwendete Modul Protect SW245-260 poly von Solarworld hat bei einer Größe von 1,68 m x 1 m in Schritten von 5 W Leistungen von 245 bis 260 W [5]. Damit der gewünschte Lichteffekt erreichbar ist, wurde bei der Leistungsberechnung ein Abschlag von 5% für Glaszwischenräume veranschlagt, so dass sich eine effektive Leistung von 235 W pro Beispielmodul ergibt. Wird die Dachfläche soweit möglich belegt, ergibt sich das in Abbildung 58 a) gezeigte Bild. Allerdings grenzt

der linke Rand des Dachdreiecks direkt an die höher liegende Gebäudewand an, so dass hier bei entsprechendem Sonnenstand mit einer Abschattung zu rechnen ist.

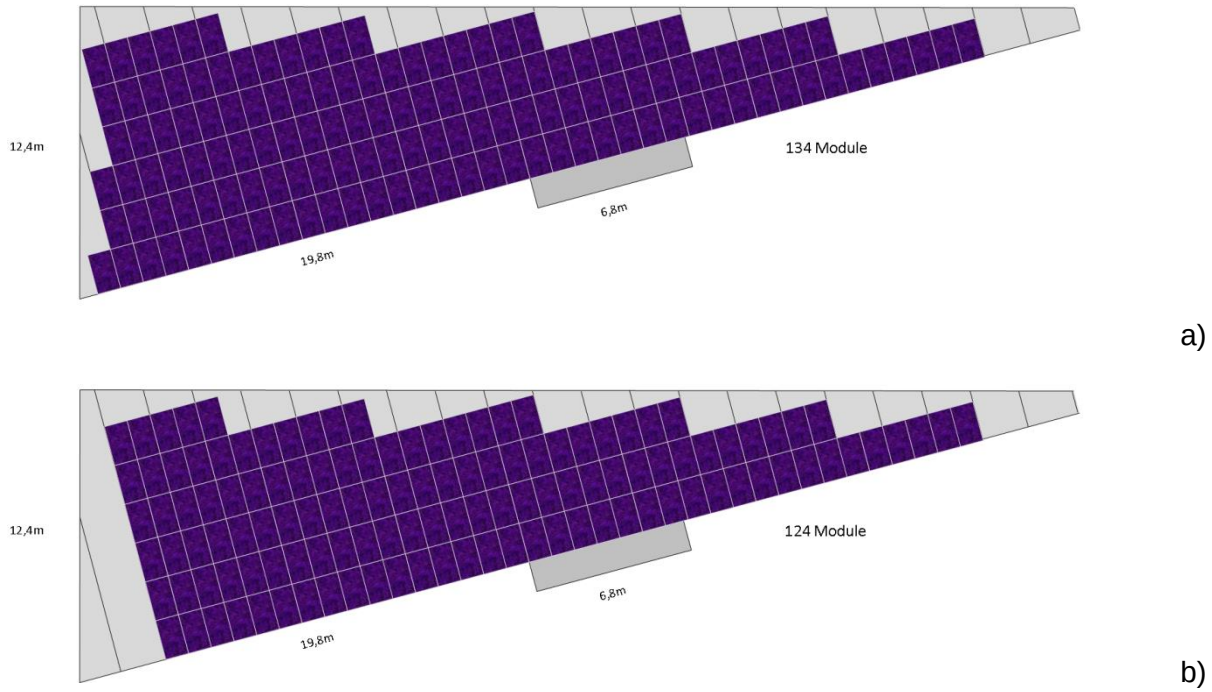


Abbildung 58: Mögliche Anordnung der Photovoltaikmodule im Dachbereich des Foyers a) volle Belegung der Fläche b) reduzierte Belegung zur Reduktion der Verschattungsproblematik

Über das vorliegende 3D-Modell des Gebäudes wurde der Schattenwurf für verschiedene Jahres- und Uhrzeiten berechnet. Wie diese Analysen belegt haben, ergibt sich trotz der um 22° nach Westen gedrehten Hypotenuse des Dachdreiecks bei niedrigem Sonnenstand im Winter keine Verschattung. Hier ist der der von der Sonnenbahn überstrichene Azimutwinkel so begrenzt, dass das Gebäude keinen Schatten wirft (vergleiche auch Abbildung 5 Kapitel 2.1). Zirka ab März geht die Sonne dann umgangssprachlich gesprochen aus der Südansicht hinter dem Gebäude auf. Damit wirft die vordere Kannte des Flachdachs einen Schatten auf das tiefer gelegene Dach des Foyers. In den Abendstunden entsteht der Schatten durch den kurzen Schenkel des L-förmigen Gebäudes. Gut zu erkennen ist die jeweilige Situation für den Sonnenaufgang in Abbildung 59 und für den Sonnenuntergang in Abbildung 60. In Abbildung 59 ist deutlich die komplexe Schattenlinie zu sehen, die sich durch die Konturen des Gebäudes ausbildet. Den daraus resultierenden Leistungseinbußen ist mit schaltungstechnischen Mitteln kaum zu begegnen. Es ist bei der konkreten Auslegung der Anlage daher darauf zu achten, dass kleinere Einheiten gebildet werden, um einen vollständigen Ausfall größerer Generatorteile (Strings) zu umgehen.

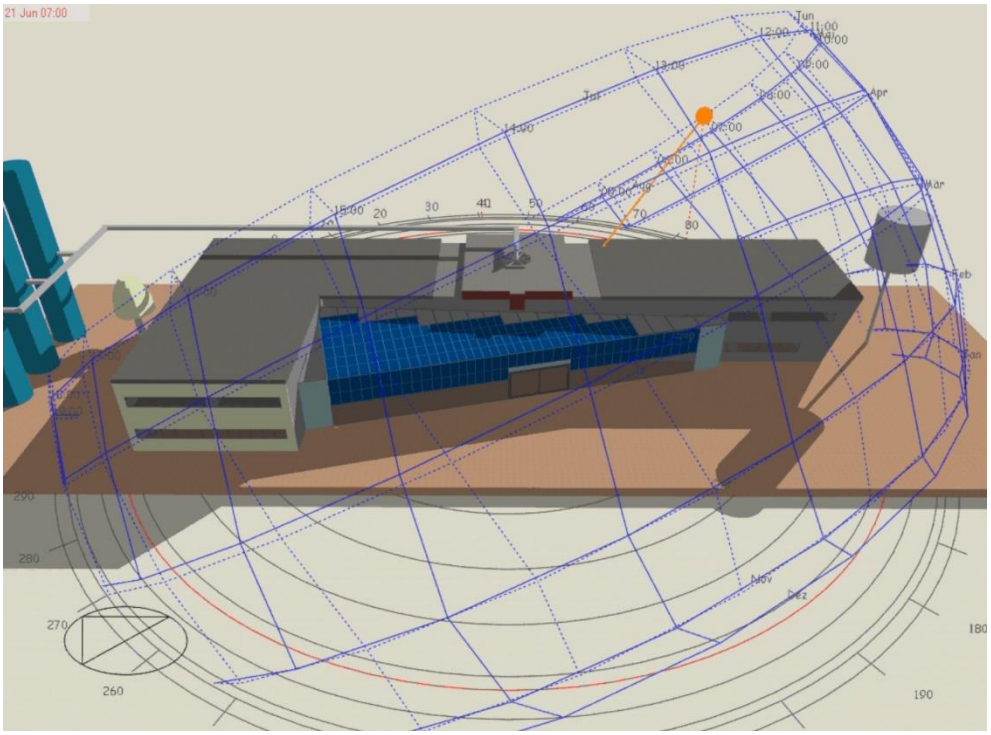


Abbildung 59: Schattenwurf am 21.Juni um 7:00Uhr

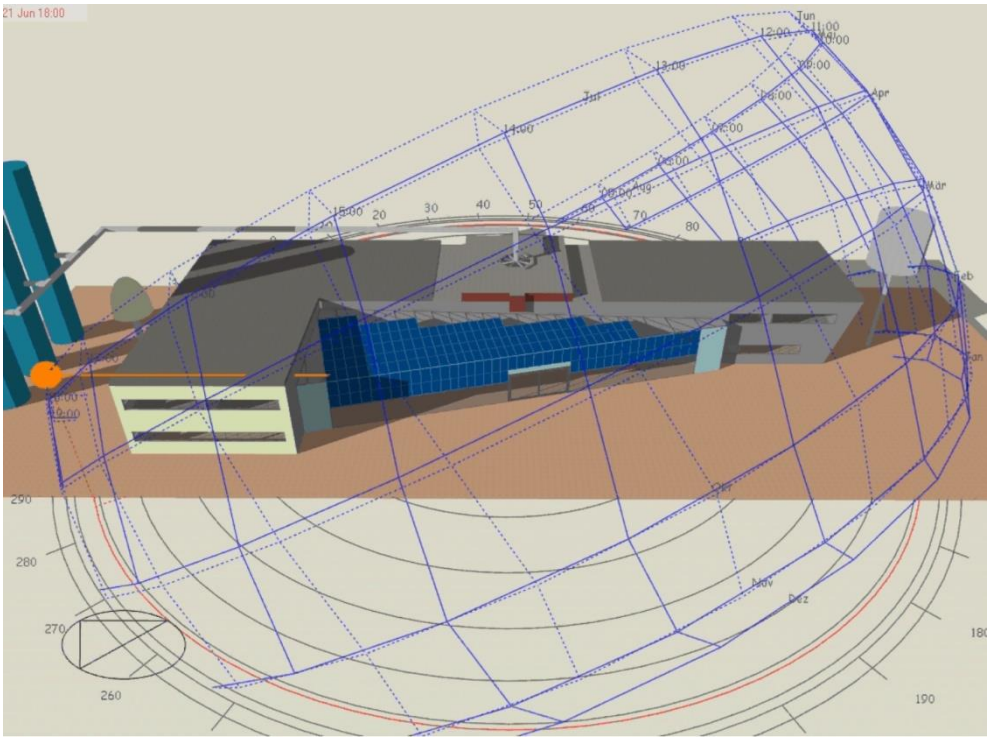


Abbildung 60: Schattenwurf am 21. Juni um 18:00Uhr

Wie Abbildung 60 anschaulich zeigt, verläuft die Schattenlinie in den Abendstunden anfänglich parallel zu den Modulreihen. Aus diesem Grund wurde zunächst auf die gebäudenahen Module verzichtet (siehe Abbildung 58 b). Bei der Realisierung der Anlage ist eine Konfiguration zu wählen, in der die folgenden 4 bis 6 Modulreihen zu einzelnen Strings verschaltet werden. Da der Schatten im weitern Verlauf des Sonnenuntergangs dann diagonal zu den Modulen verläuft, wird eine weitere Beibehaltung dieser Schaltungssystematik für die folgenden Modulreihen zunehmend uninteressant. Unter Berücksichtigung des Schattenwurfs ergibt sich letztendlich eine Anlage mit einer Spitzenleistung von 29 kW_p (124 Module à 235 W). Da das Dach einen Neigungswinkel von nur 10° hat und die Fläche nicht optimal nach Süden ausgerichtet ist, wird die Anlage im Vergleich zu einer optimal ausgerichteten Fläche gleicher Größe einen niedrigeren Jahresertrag aufweisen. Nach Angaben des European Commission, Joint Research Centre [6] sinkt die jährliche Ertragserwartung um 12% von 947 kWh/kW_p (35° Aufstellwinkel, Südausrichtung, freie Aufstellung) auf 832 kWh/kW_p (10° Aufstellwinkel, 22° West, Gebäudeintegration). Bezogen auf die optimale Situation hat der dachintegrierte Anlagenteil damit eine effektive Leistung von 0,88*29 kWp=25,5 kW_p.

4.1.2 **Fassadenintegration Foyer**

In Bezug auf die Gebäudeintegration gelten hinsichtlich der technischen Randbedingungen die für das Dach gemachten Angaben auch für die Fassadenanalage. Rein geometrisch ergeben sich unterschiedliche Möglichkeiten zur Anordnung der Module in der Fassade. Abbildung 61 zeigt drei interessante Varianten.

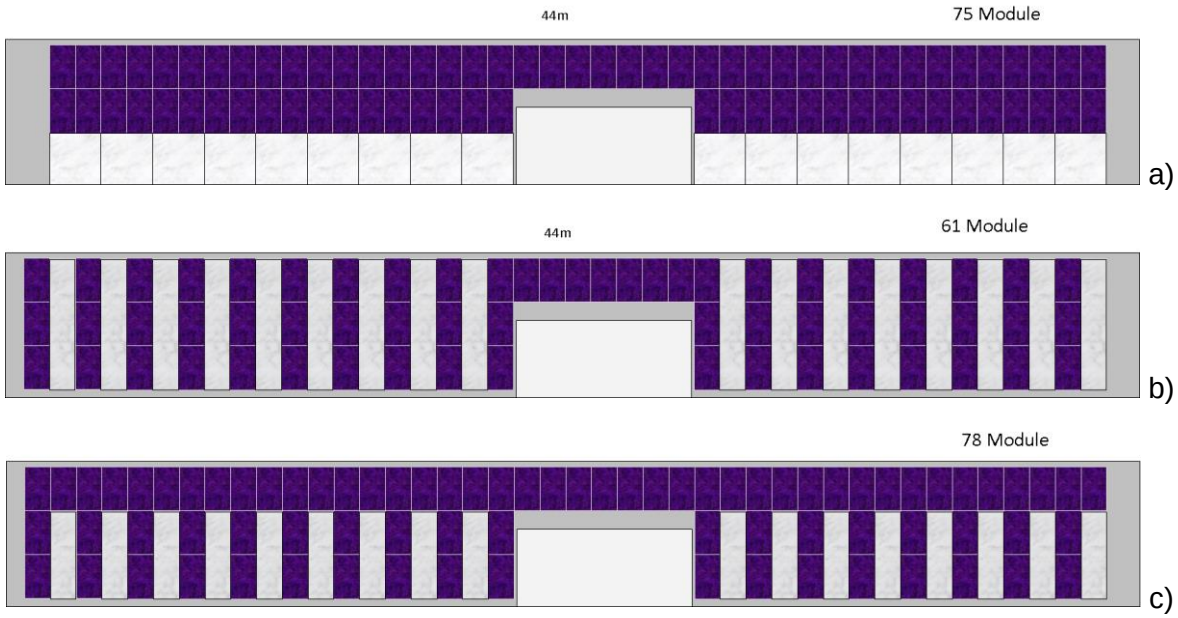


Abbildung 61: Verschiedene Möglichkeiten der Fassadenintegration

Nach Rücksprache mit den Partnern und dem Architekten wurde die Variante a) der in Abbildung 61 gezeigten Fassadenvarianten ausgewählt. Hier reichen die Solarmodule nicht bis auf den Boden und sind damit besser vor Vandalismus geschützt. Zudem werden die nicht unproblematischen Wechsel zwischen Glas- und Glas/PV-Elementen durch die geschlosse-

ne Fensterreihe in Bodennähe auf ein Minimum reduziert. Installiert werden können in dieser Variante 75 Module, womit sich bei 235 W je Modul eine nominelle Nennleistung von 17,6kW$_p$ ergibt. Die Rechenhilfe in [6] ermittelt für diese Anlage einen Jahresertrag von 632 kWh/kW$_p$ oder 67% des optimalen Wertes. Daher wird hier von einer effektiven Anlagenleistung von 11,8 kW$_p$ ausgegangen.

4.1.3 **Flachdachanlage**

Mit den in Kapitel 4.1.1 und 4.1.2 beschriebenen, in die Gebäudehülle des Foyers integrierten Anlagenteilen ist eine Effektivleistung von 37,3 kW$_p$ erreichbar. Um die benötigte Gesamtleistung von 90 kW$_p$ erreichen zu können, ist auf dem Flachdach eine zusätzliche Leistung von 52,7 kW$_p$ unterzubringen. Zur Auslegung der Anlage wird von einem konventionellen Aufständerungssystem über Kunststoffwannen ausgegangen. Entsprechende Systeme bietet z.B. die Firma Renusol GmbH mit dem Montagesystem ConSole [7]. Mit diesen technischen Daten lässt sich die in Abbildung 62 gezeigte Anordnung der Module realisieren. Die Module werden quer auf der Wanne montiert. Der Winkel der Aufständerung liegt bei diesem System bei 25°, der empfohlene Reihenabstand (Vorderkannte zu Vorderkannte) bei 2,4 m.

Abbildung 62: Mögliche Anordnung der auf dem Flachdach aufgeständerten Solarmodule

Es können so 210 Module untergebracht werden. Damit die gewünschte Gesamtleistung erreicht wird, ist ein Modultyp mit einer Nennleistung von 250 W einzusetzen. Dann ergeben sich in Summe 52,5 kW_p. Die Zugänglichkeit der Modulreihen wurde bei der Anordnung nach Abbildung 62 durch freie Streifen im Dachrandbereich gewährleistet. Falls es aus Gründen des Arbeitsschutzes sinnvoller ist, die Zugänglichkeit durch eine „Gasse“ in der Mitte der Reihen möglich zu machen, können die dann wegfallenden Module weitestgehend im Randbereich ergänzt werden. Eine höhere Aufständerung z.B. um die kurze Seite der Module wurde ebenfalls getestet. Da dabei aber der notwendige Reihenabstand ansteigt, ergibt sich in der Gesamtleistung keine Verbesserung. Die Anordnung wird eher kritischer und die Gesamtleistung sinkt tendenziell. Auch bei der Flachdachanlage treten Verschattungen auf. Je nach Sonnenstand entstehen Schatten durch das an der Gebäudekante geführte Rohr, die Kleinwindanlage und die Wasserstofftanks. Dies hat zur Folge, dass auch in diesem Anlagenteil eher mit kleineren Strings gearbeitet werden sollte.

4.2 Windkraft

Wenn aktuell neue Windparks an Land projektiert werden, handelt es sich normalerweise um Anlagen mit Leistungen zwischen 1,6 MW und 3 MW mit 3 Flügeln und einer aktiven Blattverstellung. Sofern keine Beschränkungen am Standort vorliegen, wird meist mit Nabenhöhen von 120 m bis 150 m gearbeitet. In dieser Anlagenklasse gibt es einen überschaubaren Markt und viel Erfahrung hinsichtlich Betriebsrisiken, Betriebskosten und Erträgen. Im Leistungsbereich von ca. 100 kW bis zu 1,6 MW sind vor allem gebrauchte Anlagen präsent. In Veröffentlichungen des Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) wird der Leistungsbereich unterhalb von 100 kW in drei Leistungsklassen eingeteilt [8]. Bei der Leistungsklasse 1 (0-5 kW) wird von Mikrowindenergieanlagen gesprochen, wobei noch weitere Unterscheidungen je nach Einsatzzweck und Netzanbindung getroffen werden. Miniwindenergieanlagen im Leistungsbereich zwischen 5 kW und 30 kW bilden die Leistungsklasse 2 und die Anlagen im Bereich von 30 kW bis 100 kW (Leistungsklasse 3) werden als Mittelwindenergieanlagen bezeichnet.

Aus Standortgründen, aber auch weil ein „konventioneller Dreiflügler“ nicht unbedingt zu einem innovativen Energiezentrum passt, wurden im Projekt vor allem Anlagen mit vertikaler Achse adressiert. Diese sind aktuell in einem Leistungsbereich von einigen 100 W bis zu 10 kW verfügbar und sind damit den Mikro- oder auch Miniwindanlagen zu zuordnen.

Zur Bewertung unterschiedlicher Windkraftanalgen wurde zunächst ein Kriterienkatalog erstellt und eine Gewichtung der einzelnen Punkte festgelegt. Das Ergebnis ist in Tabelle 1 zusammengestellt. Der Katalog orientiert sich dabei an den Erfahrungen des Partners mdp mit der Projektierung und dem Betrieb von Windkraftanlagen im Megawattbereich. Obwohl der Katalog schon im Hinblick auf die Anwendbarkeit für Kleinwindanlagen zusammengestellt wurde, hat sich bei der Marktrecherche und dem anschließenden Versuch, die Anlageneignung über den Katalog zu ermitteln, gezeigt, dass bestimmte Punkte nicht zu eruieren sind oder dass diese bei den Kleinstwindanlagen doch einen anderen Stellenwert haben als zunächst angenommen.

Zu nennen sind hier insbesondere das Mastmaterial, das Themenfeld Wartung und die Aufstellung. Als Mastmaterial wird ausschließlich Stahl eingesetzt. Unterscheidungen sind allenfalls danach möglich, ob es sich um abgespannte, alleinstehende oder klappbare Konstruktionen handelt. Über die anstehenden Wartungsarbeiten werden keine konkreten Angaben gemacht. In der Regel werden die Anlagen als wartungsfrei bezeichnet und keine Wartungsverträge angeboten. Die Aufstellung der Anlage kann insbesondere bei den Mikrowindanlagen als unkritisch angesehen werden. Bei Gewichten von unter 1.000 kg und Masthöhen von 10 bis 15 m sind diese Arbeiten kein entscheidendes Kriterium.

Tabelle 1: Kriterienkatalog zur Auswahl der Windkraftanlagen und Gewichtung der Punkte

Kriterium	Details	Gewichtung
Produktionsdaten	Hersteller, Typ, Herkunftsland	5%
Nennleistung		5%
Anlagendaten	Netzanschluss, Laufrichtung, Blattanzahl, Blattlänge	5%
Masthöhe		10%
Mastmaterial		5%
Aufstellung	Fundamentgröße, Stellflächen, Krangröße	5%
Schallpegel Volllast [dB]		10%
Schattenwurflänge [m]		5%
Typ Wartungsvertrag		10%
Wartungsaufwand [€/a]		5%
Förderfähigkeit der Anlage		10%
Ertrag absolut [kWh/a]	Spezifischer Ertrag am Standort [kWh/kW]	10%
Spezifischer Invest [€/kWh]	Invest turn-key [€]	15%
	Summe	100%

4.2.1 Kleinwindanlagen für den Standort

Nach der Festlegung von Kriterien wurde eine intensive Marktanalyse vorgenommen. Diese stützte sich auf das Internet, eigene Kontakte, sowie die bereits genannte Veröffentlichung des BWE [8] und den Sonderdruck „Windenergieanlagen“ des Magazins Erneuerbare Energien [9]. Das Hauptaugenmerk wurde bei der Zusammenstellung möglicher Anlagentypen darauf gelegt, dass die Leistung zwischen ca. 2,5 kW und 10 kW liegt und die Anlage tatsächlich lieferbar ist; es sich also nicht um eine Ankündigung oder Projektierung handelt.

Bei den Horizontalanlagen gibt es ein relativ breites Angebot an Anlagen konventioneller Bauart mit einer Windnachführung über eine Leitfahne. Allerdings sind auch Varianten mit besonderer Bauart erhältlich, die für den vorgesehenen Einsatzzweck attraktiver erscheinen.

Abbildung 63a zeigt eine Anlage mit sechs Blättern, mechanischer Blattverstellung und einer Nennleistung von 3,3 kW bei einer Windgeschwindigkeit von 10 m/s der Firma WinDual, die speziell für Schwachwindstandorte entwickelt wurde. Die Anlage weist im Vergleich zur Nennleistung eine große Rotorfläche auf und verspricht dadurch auch bei geringen Windstärken relativ hohe Erträge. Bei der in Abbildung 63b dargestellten Anlage vom Typ Skystream3.7 handelt es sich um einen sehr seltenen LUV-Läufer, d.h. der Rotor dreht sich auf der windabgewandten Seite des Masts. Dadurch stellt sich die Anlage ohne weitere Komponenten automatisch in den Wind. Die Nennleistung ist mit 2,4 kW bei 12 m/s angegeben.

a)

b)

Abbildung 63: Beispiele für Mikrowindanlagen besonderer Bauart mit horizontaler Achse (Bildquellen: Webseite bzw. Anlagenprospekt)

Auch bei den Anlagen mit vertikaler Achse gibt es unterschiedliche Anlagenbauformen. Bei den tatsächlich verfügbaren Anlagen in der gewünschten Leistungsklasse sind zwei Anlagentypen anzutreffen. Zum einen die Anlagen mit klassischem Heidelbergrotor, also geraden, senkrechten Blättern mit gleichmäßigem Profilquerschnitt, wobei mindestens drei Blätter zum Einsatz kommen, und zum anderen Anlagen mit gebogenen (s-förmigen) Blättern. Abbildung 64a zeigt einen Typus mit 5 Blättern und einer Nennleistung von 5 kW bei 12 m/s der Firma WinDual. In Abbildung 64b) ist der Typ Amperius VK250 mit s-förmigen Blättern der KD Stahl und Maschinenbau GmbH dargestellt. Die Anlage hat eine Nennleistung von 4,1 kW bei 11 m/s.

a)

b)

Abbildung 64: Beispiele für Mikrowindanlagen mit vertikaler Achse (Bildquellen: Webseite und Anlagenprospekt)

Bereits in Zusammenhang mit der Beschreibung der Auswahltabelle (Tabelle 1) wurde darauf eingegangen, dass sich im Segment der Kleinwindanlagen Besonderheiten ergeben. Bei der technischen Auswertung verfügbarer Datenblätter haben sich weitere diskussionswürdige Punkte herauskristallisiert. Auf diese wird im Folgenden kurz eingegangen:

1. Nennleistung:
   Da es keine allgemeinen Festlegungen zur Bestimmung der Nennleistung gibt, sind die Angaben nicht direkt vergleichbar. Während Hersteller A die Angaben zur Nennleistung bei Windgeschwindigkeiten von 10 m/s macht, bezieht Hersteller B den Wert auf 12 oder gar 14 m/s. Bei einer üblichen Anlagenregelung wird die abgegebene Leistung bei Windgeschwindigkeiten oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit zunächst auf die Nennleistung begrenzt und die Anlage bei weiter steigender Windgeschwindigkeit dann über mechanische und/oder elektrische Hilfsmittel außer Betrieb genommen. Das heißt, dass die Nennleistung auch der Maximalleistung entspricht. Bei Kleinwindanlagen sind allerdings oft zwei Leistungsangaben zu finden. Der erste Wert bezieht sich auf einen mehr oder weniger willkürlichen Punkt der Anlagenkennlinie, der einfach als Nennleistungspunkt definiert wird. Der zweite Wert bezieht sich dann auf den Punkt maximaler elektrischer bzw. mechanischer Leistung, die die Anlage bei Starkwind abgeben kann, bevor aus Sicherheitsgründen eine Abregelung erfolgt.

   Für einen objektiven Vergleich müssen also die Leistungen für eine bestimmte Windgeschwindigkeit bekannt sein. Hier wurde ein Wert von 10 m/s gewählt. Sofern in den Datenblättern keine auswertbaren Leistungskurven veröffentlicht sind, wurde der

Wert anhand der theoretischen Leistungskurve (P proportional zu v_{wind}^3) unter der Annahme eines konstanten Leistungsbeiwertes cp berechnet.

2. Anlagendaten und Geometrie
   Die reine Angabe der Nennleistung ist nicht nur wegen der unter Punkt 1 genannten Gründe nicht sehr aussagefähig. Wird zum Beispiel ein relativ kleiner Generator mit einem großen Rotor gekoppelt, um damit die Schwachwindeigenschaften zu optimieren, verspricht die Anlage einen höheren Ertrag als eine Anlage mit gleicher Rotorfläche und größerem Generator. Statt der Angabe der Blattlänge macht die Angabe der Rotorfläche A mit Bezug zur Leistung P in m^2/kW mehr Sinn.
3. Ertragsangaben
   Gesicherte Angaben zu den Erträgen von Kleinwindanlagen sind ohne Windgeschwindigkeitsmessungen am exakten Standort nicht möglich. Wie weit Erwartungen und Realität auch bei einer seriösen Vorgehensweise auseinander liegen können, zeigen Studien wie z.B. [10]. Eine konkrete Angabe zur erwarteten Ertragssituation am Standort Soest ist daher aktuell nicht möglich. Um dennoch einen ungefähren Vergleich zwischen einzelnen Anlagen, die in Frage kommen, realisieren zu können, wurde jeweils auf Basis der Anlaufwindgeschwindigkeit und der Nennwindgeschwindigkeit eine synthetische Anlagenkennlinie erstellt und mit den am Standort Werl gemessenen Windprofilen für die Jahre 2007 bis 2010 ein mittlerer theoretisch möglicher Jahresertrag berechnet. Dieses Vorgehen vernachlässigt natürlich die standortspezifischen Gegebenheiten wie z.B. Verwirbelungen und besondere technische Ausprägungen der Anlagen (Variation von cp als Funktion der Windgeschwindigkeit oder auch in Teillastbereichen gut bzw. schlecht adaptierte Wechselrichter). Die Angaben der so ermittelten und auf die Nennleistung bezogenen Erträge (kWh/kW) sorgen aber für ein Mindestmaß an Vergleichbarkeit.
4. Kostenangaben
   Auch in diesem Bereich unterscheiden sich die Herstellerangaben in Bezug auf den enthaltenen Leistungsumfang sehr stark. Während der eine Hersteller alle Posten inklusive Statik, Transport und Aufstellung in die Kostenermittlung aufnimmt, sind bei anderen Herstellern hierzu keine Angaben zu bekommen. Teilweise wurde geradezu darauf Wert gelegt, dass sich die Anlage mit handwerklichen Mitteln in Eigenarbeit erstellen lässt.

Auf Basis der gemachten Anmerkungen wurden einige Anlagen ausgewählt und miteinander verglichen. Das Ergebnis ist in Tabelle 2 zusammengestellt. Die Vorauswahl der Anlagen orientierte sich dabei in erster Linie an der Leistung, der Reaktion entsprechender Lieferanten und der vermuteten Akzeptanz am Standort. Insbesondere der letzte Punkt spricht eher für eine unkonventionelle Vertikalwindanlage. Da die Anlage, wie bereits eingangs des Kapitels 4 erwähnt, unabhängig von der Bauart und den Details der Technik keinen entscheidenden Beitrag zur Energieversorgung des Gebäudes leisten kann, sind vor allem gestalterische Aspekte ausschlaggebend. Obwohl der wesentliche Teil der für das Energiezentrum benötigten Energie über konventionelle Windkraft bereitgestellt wird, sollte dennoch zumindest eine Kleinwindanlage in unmittelbarem Bezug zum Zentrum realisiert werden. Sie dient zum einen dazu, entsprechende Erfahrungswerte mit wissenschaftlicher Genauigkeit zu sammeln und zum andern als Symbol für diesen unabdingbaren Anteil erneuerbarer Energie.

Tabelle 2: Vergleichstabelle für ausgewählte Anlagentypen (Berechnungsgrundlagen und Hinweise: siehe Text)

Kriterium	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Bezeichnung	Windstream3.7	Typ M-L	A5K	Vision Air	UGE-9M	Aeolos-V	Aeolos-S	VK250	SpinWind
Hersteller Lieferant	XZERES SolarWindTechnik	? winDual	? winDual	UGE stellaris	UGE stellaris	Aeolos Aeolos	Aeolos Aeolos	KD Stahl u. Maschinenbau	Kessler energy GmBH
Herkunft	USA D	Europa D	? D	USA D	USA D	GB GB	GB GB	D D	D D
Bauart / Flügelzahl	Horiz. LUV; 3	Horiz;. 6	Vert.; 5G	Vert. 3S	Vert. 3S	Vert. 3G	Vert, 3S	Vert. 3S	Vert. 3G
Leistung [kW/10m/s]	2	3,3	3,0	1,5	5,9	4,0	5,0	3,0	6,6
A/P [m^2/kW]	5,43	5,26	6,13	11,11	10,41	3,6	4,45	8,1	6,06
Masthöhe [m]	15 klapp	12 klapp	11	10	10	12 klapp	12 klapp	12	10
Schallpegel [dB]	45	?	< 35	38	38	<45	<45	?	<35
Ertrag absolut [kWh/a]	327	673	541	202	951	593	1.020	575	1.229
Spez. Ertrag [kWh/kW]	163,5	203,9	180,33	134,7	161,2	148,3	204	191,7	186,2
Kosten [€]	13.000	16.900	31.630	23.300	67.575	16.709	17.732	24.454	36.425
Spez. Kosten [€/kW]	6.500	5.121[1)]	10.543[1)]	15.533	11.453	4.642[2)]	3.546[2)]	8.151	5.519[1)]
Spez. Invest [€/kWh]	39,75	25,11	58,47	115,34	71,06	28,18	17,38	42,53	29,63

1) Incl. Mont. u. Inbetriebnahme 2) nur Anlagenhardware Umrechnung USD:EUR=1,369 (20.02.14)

Wie die in Tabelle 2 zusammengestellten Zahlen deutlich belegen, unterscheidet sich die Situation hinsichtlich Ertragserwartungen und Kosten bei den Mikro- und Miniwindkraftanlagen unabhängig von Typ und Bauart deutlich von den bei Großwindanlagen anzutreffenden Kennzahlen (vergl. Kapitel 4.2.2). Bei den Kleinwindanlagen liegen die Kosten pro kW aktuell deutlich über den spezifischen Kosten von PV-Anlagen. Da am vorgesehenen Standort nur mit verhältnismäßig bescheidenen Erträgen gerechnet werden kann, ergeben sich damit auch sehr hohe spezifische Investitionskosten. Diese liegen nach Tabelle 2 im günstigsten Fall bei 17,38€/kWh und betragen damit etwa das 10-fache aktueller Solaranlagen. Bei Großwindanlagen werden Kennwerte von unter 1 €/kWh erreicht. Bei der Bewertung der absoluten Höhe dieser Angaben ist zu berücksichtigen, dass hier Messungen eingeflossen sind, die 3 m über dem Giebel eines Gebäudes (ca. 12 m über Bodenniveau) und in einem Gelände mit umliegendem hohem Baumbestand aufgezeichnet wurden. Zudem sind die beiden sehr schwachen Windjahre 2009 und 2010 mit eingegangen. In Bezug auf das Windjahr 2007 könnten sich die Volllaststunden mit einem auf 18 m erhöhten Standort auch verdoppeln.

Aber auch ein Vergleich innerhalb der Tabelle weist deutliche Unterschiede aus. Dabei sind weder Anlagentyp noch Bauart entscheidend. Auch wenn sich Nennleistungen und Anlaufwindgeschwindigkeiten unterschieden und im optimalen Fall auch eine höhere Ausbeute versprechen, ist der Anlagenpreis das entscheidende Kriterium. Die spezifischen Investitionskosten überdecken einen Bereich von 17,38 €/kWh bis zu 115,34 €/kWh. Demnach fallen vor allem die beiden Aeolos-Anlagen, die horizontal laufende, 6-blättrige M-L von winDual und die Kessler SpinWind positiv auf. Bei den Aeolos-Anlagen ist allerdings zu berücksichtigen, dass hier nur die reinen Hardwarekosten angegeben sind. Die in England ansässige Firma konnte keine Angaben über Transport- und Aufbaukosten machen. Positiv zu vermerken ist die fünfjährige Garantie und der hydraulisch klappbare Mast, der Aufbau und Wartung erheblich erleichtert. Die geschwungene Bauform mit den s-förmigen Blättern passt zudem sehr gut zu den optischen und gestalterischen Vorgaben. Eine gute Alternative wäre die SpinWind von Kessler, die baugleich auch von Gildemeister vertrieben wir. Die Anlage ist allerdings mit 9,7 m Nabenhöhe und einer Gesamthöhe von 14,25 m sehr niedrig. Hier müsste überprüft werden, ob ein um ca. 5 m höherer Aufbau realisierbar ist und welche zusätzlichen Kosten dadurch entstehen. Das wegen der geraden Rotorblätter etwas „langweilige“ Aussehen, könnte durch eine entsprechende farbliche und graphische Gestaltung aufgewertet werden.

4.2.2 **Konventionelle Windkraft**

Nach einer Studie der Deutsche WindGuard GmbH ist bei aktuellen Großanlagen an Land mit Investitionskosten von rund 1200 €/kW und Investitionsnebenkosten von 374 €/kW zu rechnen [11]. Da bei diesen Anlagentypen von mindestens 2000 Volllastsunden ausgegangen werden kann, ergeben sich 2000kWh/kW. Bezogen auf die genannten Investitionskosten resultieren hieraus spezifische Kosten in Höhe von 1.574 €/kW und 0,79 €/kWh. Ein Vergleich mit den in Tabelle 2 gemachten Angaben zu den entsprechenden Werten von Kleinwindanlagen macht klar, dass die zur Versorgung des Zentrums notwendige Windenergie alleine schon aus ökonomischen Gründen über Großwindanlagen erfolgen sollte. Hinzu

kommt, dass die Fläche am Standort des Zentrums auch nicht ausreichen würde, um die benötigte Zahl von Anlagen mit den notwendigen Abständen zu errichten. Aus diesen Gründen sollen eine oder mehrere konventionelle Anlagen mit einer Assoziation zum Projekt „Energiezentrum Südwestfalen“ errichtet werden. Wegen der Notwendigkeit solche Standorte in den Außenbereich zu legen, wird das Zentrum über das öffentliche Netz mit der Anlage verbunden. Die Prozesssteuerung (siehe Kapitel 8) wird dann dafür sorgen, dass am Zentrum ein fest vorgegebener Prozentsatz (z.B. 5%) der aktuell jeweils anstehenden Erzeugerleistung abgenommen wird.

Zunächst war von Seiten der Stadt Soest daran gedacht, eine „Sonderzone“ Energiezentrum auszuweisen, auf der eine bis maximal zwei Großwindanlagen gebaut werden können. Da weniger als drei Anlagen als nicht raumbedeutsam gelten, ist in diesem Fall kein dediziertes Vorranggebiet notwendig. Nachdem die Pläne für Vorranggebiete in Südwestfalen nicht zuletzt wegen der Vorgaben des Landes momentan sowieso überarbeitet werden, wird aktuell die offizielle Ausweisung entsprechender Vorranggebiete präferiert. Auf die Details und den aktuellen Stand wird im Folgenden näher eingegangen.

Seitens mdp wurden zunächst erste Voruntersuchungen auf mögliche Potentialflächen vorgenommen. Demnach ist eine Fläche südlich des Stadtgebietes von Soest und nördlich der Autobahn A44 (siehe Abbildung 65und Abbildung 66) für die Errichtung und den Betrieb von zwei Windenergieanlagen (WEA) geeignet.

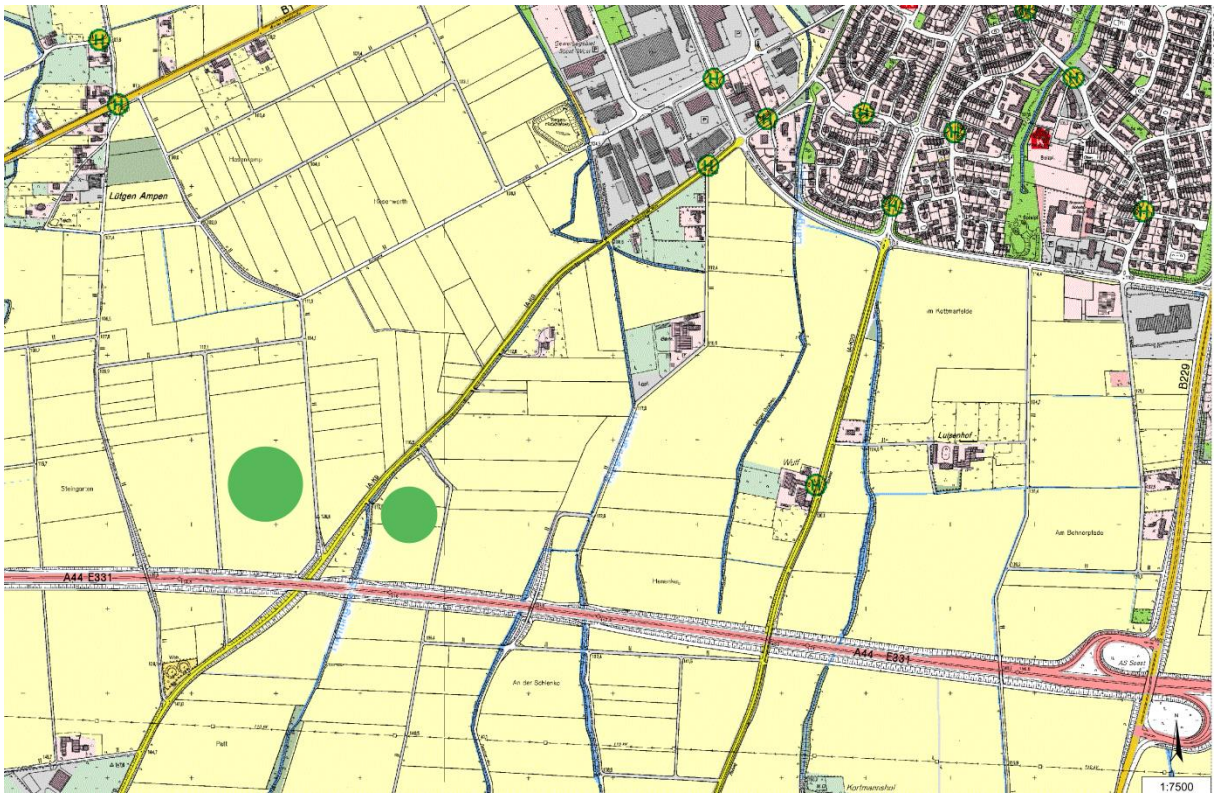


Abbildung 65: Lage der Potentialflächen (grüne Kreise) im Überblick

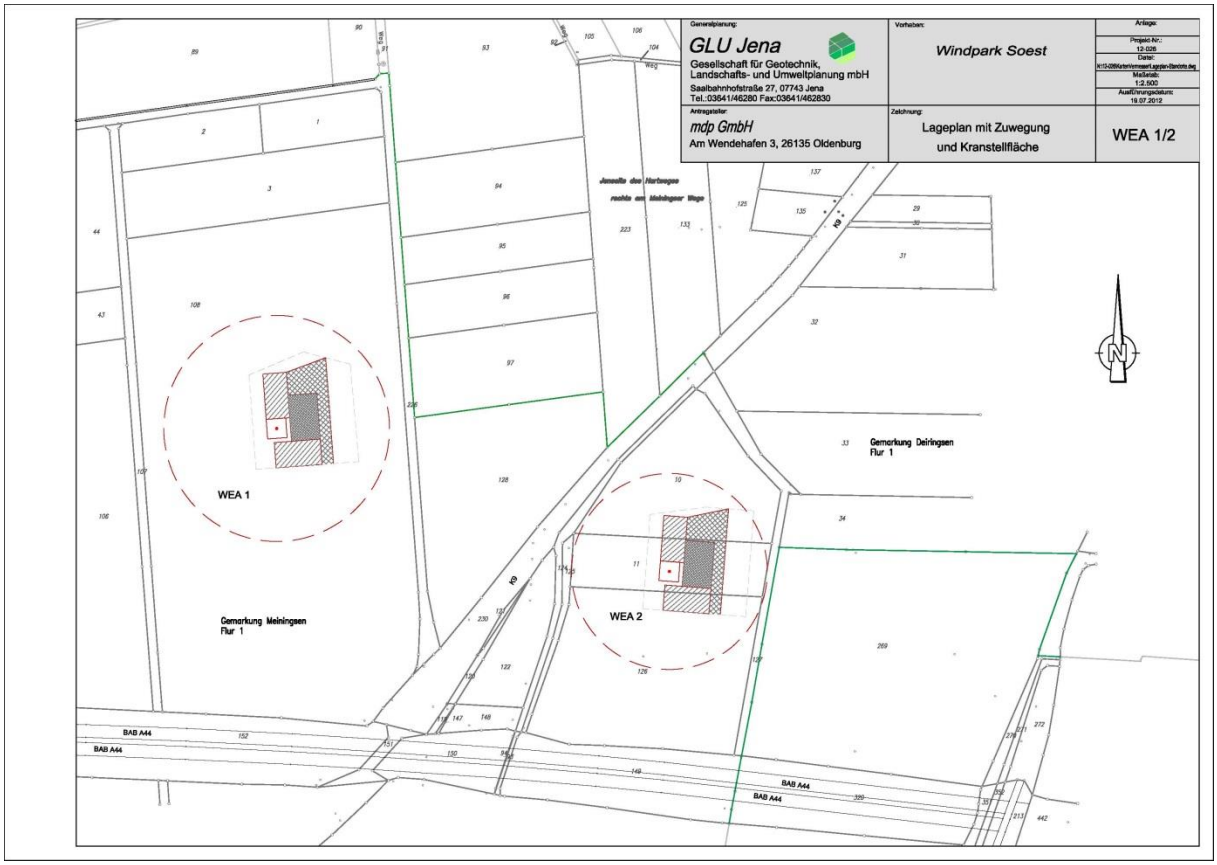


Abbildung 66: Lage der Potentialflächen im Detail

Zur Verifizierung des WEA-Standorts wurden bereits in dieser frühen Phase die für eine Realisierungsgenehmigung erforderlichen planerischen Untersuchungen vorgenommen. Im Einzelnen konnten insbesondere die folgenden Punkte geklärt werden:

- mögliche Einschränkungen durch Belange des Naturschutzes
- Einhaltung der Emissionsschutzrichtlinien (Schall und Schatten)
- der erwartete Ertrag
- die Verfügbarkeit eines geeigneten Netzanschlusses

Bei der Untersuchung des Einflusses von Windkraftanlagen auf die einzelnen Belange wird das Umfeld der Anlagen in sogenannte Wirkzonen eingeteilt. Dabei bezieht sich die Wirkzone I auf das unmittelbare Umfeld der Anlage. Mit zunehmender Nummer der Kennzeichnung, wird die Abstandsfläche dann immer größer.

In Bezug auf den **Naturschutz** berührt die Wirkzone I der geplanten Windenergieanlagen keine Schutzflächen nach Naturschutzrecht. Die Wirkzone II wird lediglich durch einen geringen Teil des sehr großen Vogelschutzgebietes Hellwegbörde eingenommen. Innerhalb der dritten Wirkzone sind sowohl Landschafts- und Naturschutzgebiete als auch Schutzgebiete nach Europäischem Recht (SPA; Special Protection Area und FFH; Fauna Flora Habitat) vorhanden.

Aktuell wird eine noch andauernde avifaunistische Kartierung innerhalb eines 1000m Radius um die geplanten Anlagenstandorte durchgeführt. Die bisher gewonnenen Erkenntnisse deuten auf ein armes Vogelhabitat hin. Ein weiterhin entscheidender Punkt ist das gut ausgebaute und enge Wegenetz im Gebiet, was in Verbindung mit der Nähe zum Siedlungsbereich der Stadt Soest und einiger angrenzender Dörfer zu einem flächig hohen Besucheraufkommen zu jeder Tageszeit führt. Außerdem ragen Wohn- und Gewerbebebauung bis in das Untersuchungsgebiet hinein. Dadurch werden scheuere Arten aus dem Areal vertrieben. Insgesamt ist das Gebiet als ausgesprochen urban geprägt anzusehen, mit der dafür typischen Artenzusammensetzung und geringer Artendiversität. Dem Bauvorhaben steht der Artenschutz demnach nicht entgegen.

Nach den geltenden **Emissionsschutzverordnungen** müssen WEA bestimmten Kriterien hinsichtlich der Schall- und Schattenbelastungen genügen. Entsprechende Gutachten wurden erstellt und belegen, dass nicht mit einer Belastung oberhalb der gesetzlichen Beschränkungen gerechnet werden muss. Tabelle 3 zeigt die Schalldruckpegel für die 27 untersuchten Immissionspunkte in der direkten Umgebung zu den Standorten.

Tabelle 3: Ergebnisse der Schallanalysen im Umfeld der Anlagenstandorte

IP / Bezeichnung		Richtwert [dB(A)]	Schall-druckpegel GB [dB(A)]	Sicherheitsreserve zum Richtwert [dB(A)]
IP 01	Ampen, Ruhrstraße	45,0	38,	6,5
IP 02	Ampen, Wasserweg	45,0	38,3	6,7
IP 03	Ampen, Möhnestraße	45,0	38,0	7,0
IP 04	Ampen, Wasserweg	45,0	39,4	5,6
IP 05	Ampen, Ahneweg	45,0	38,1	6,9
IP 06	Ampen, Ampener Weg	45,0	39,5	5,5
IP 07	Soest, Schloitweg	50,0	37,1	12,9
IP 08	Soest, Meiningser Weg 87	50,0	38,3	11,7
IP 09	Soest, Hans-Kaiser-Weg	45,0	33,5	11,5
IP 10	Soest, Hans-Kaiser-Weg	45,0	32,9	12,1
IP 11	Soest, Tillyweg	45,0	32,0	13,0
IP 12	Soest, Emdenstraße	45,0	31,1	13,9
IP 13	Luisenstraße	45,0	32,8	12,2
IP 14	Soest, Deiringser Weg 101	45,0	34,8	10,2
IP 15	Soest, Deiringser Weg 100	45,0	36,1	8,9
IP 16	Soest, Deiringser Weg 100	45,0	36,3	8,7
IP 17	Lanner-Kordmannshof	45,0	33,7	11,3
IP 18	Deiringsen An der Schlenke	45,0	35,4	9,6
IP 19	Deiringsen An der Schlenke	45,0	36,1	8,9

IP 20	Deiringsen, Rennefeld	45,0	36,8	8,2
IP 21	Deiringsen, Rennefeld	45,0	36,8	8,2
IP 22	Meiningsen, Wiggenbrink	45,0	35,3	9,7
IP 23	Meiningsen, Riskenweg	45,0	38,2	6,8
IP 24	Meiningsen, Riskenweg	45,0	39,3	5,7
IP 25	Meiningsen, Springstraße	45,0	34,6	10,4
IP 26	Blumenhof Müller	45,0	39,0	6,0
IP 27	Soest, Meiningser Weg 95	45,0	43,7	1,3

Für die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit eines Windenergieprojektes sind die erwarteten Volllaststunden beziehungsweise die erzeugten Energiemengen von entscheidender Bedeutung. Wie der in Tabelle 4 gezeigte Ausschnitt aus dem **Ertragsgutachten** für zwei Anlagen vom Typ VESTAS V-112 mit einer Nabenhöhe von 140 Metern belegt, sind mit den üblichen Sicherheitsabschlägen Erträge von rund 7.600 MWh/a oder 2.500 Volllaststunden zu erwarten. Der sogenannte Parkwirkungsgrad von mehr als 97,5% zeigt, dass die Anlagen sich bei der geplanten Aufstellung nur in sehr geringem Umfang gegenseitig beeinflussen.

Tabelle 4: Ausschnitt aus dem vorliegenden Ertragsgutachten

Berechnete jährliche Energieproduktion für zwei neue WEA mit insgesamt 6.0 MW Leistung										
			[kW]	[m]	[m]		[MWh]	[MWh]	[%]	[m/s]
1A	Ja	Vestas V112-3,000	3,000	112.0	140.0	User Mode 0	8,621.9	7,660	97,8	6,91
2A	Ja	Vestas V112-3,000	3,000	112.0	140.0	User Mode 0	8,602.6	7,642	97,5	6,91

Im weiteren Verlauf der Planungsarbeit wurde auch der mögliche **Netzanschluss** an das öffentliche Versorgungsnetz mit dem lokalen Energieversorger (Stadtwerke Soest) abgesprochen. Demzufolge stehen zwei machbare Anschlusspunkte zur Verfügung, wobei die endgültige Machbarkeit erst nach Baubeantragung festgelegt werden wird (Reservierung der Netzkapazität). Als günstigster Anschlusspunkt wurde das Umspannwerk „Deiringser Weg“ lokalisiert (siehe Abbildung 67). Diese Arbeiten liefern wesentliche Entscheidungsgrundlagen für die Stadt Soest und belegen alles in allem, dass die Ausweisung der Standorte zur Windenergienutzung realisierbar ist.

Nach Erteilung von Baugenehmigung und Netzanschlusszusage wären eine Umsetzung des Projektes und damit eine energetische Nutzung im Zusammenhang mit dem Energiezentrum Südwestfalen innerhalb von 12 Monaten möglich.

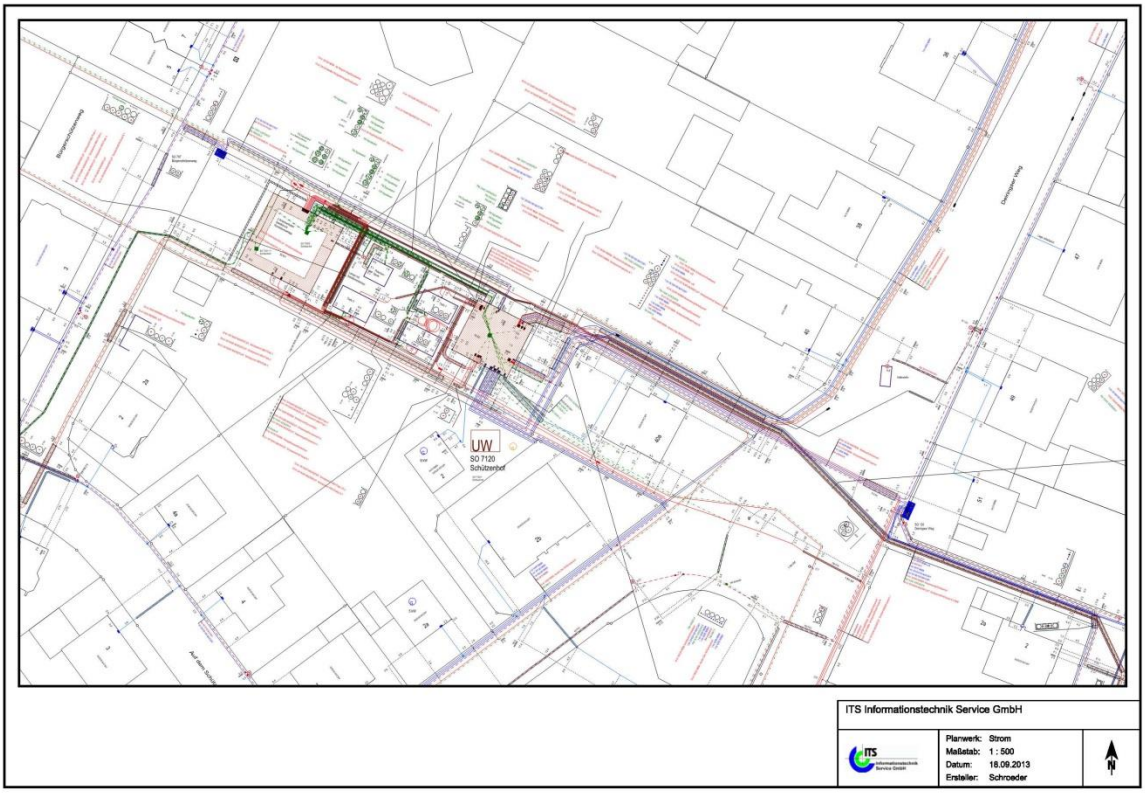


Abbildung 67: Lageplan des Umspannwerkes zum Anschluss der geplanten WEA

Aufgrund der neuen Gesetzgebung des Bundes hinsichtlich der planerischen Belange kann die Stadt Soest eine Windvorrangzone aber nur rechtssicher ausweisen, wenn das gesamte Stadtgebiet von gutachterlicher Seite in Bezug auf die Nutzung von Windenergie untersucht wurde. Aus diesem Grunde wurde in 2013 ergänzend zu den beschriebenen Arbeiten eine Potentialstudie Windenergie in Auftrag gegeben, um die zur Ausweisung möglichen Flächen insgesamt herauszuarbeiten. Dazu wurden in Abstimmung mit der Stadt und dem Gutachter genaue Kriterien festgelegt, woran sich die Potentialgebiete orientieren müssen, insbesondere wurden Abstandsflächen zu Wohngebieten und Schutzzonen definiert. Daraus ergeben sich Zonen unterschiedlicher Eignung, die in die im Folgenden genannten Klassen aufgeteilt wurden.

- **„Harte“ Tabuzonen**, sind diejenigen Teilräume, bei denen objektive und/oder rechtliche Gründe einer konzentrierten Nutzung von Windenergie grundsätzlich entgegenstehen. Diese Bereiche sind somit ungeeignet und keiner kommunalen Abwägung zugänglich.
- Als **„weiche“ Tabuzonen** werden Bereiche des Gemeindegebietes beschrieben, in denen nach dem Willen des Plangebers (der Stadt Soest) aus unterschiedlichen Gründen die Errichtung von Windenergieanlagen „von vornherein“ ausgeschlossen werden soll. Die Gemeinde kann hier demnach eigene Festlegungen treffen. Es be-

steht ein (eingeschränkter) Ermessensspielraum für die Stadt Soest bei der Abwägung.

- Auf **„Restriktionsflächen“** ist die Errichtung von Windenergieanlagen zwar nicht ausgeschlossen, sie tritt jedoch in Konflikt mit anderen Interessen.

Der „harte“ Tabucharakter kann nur durch den übergeordneten Planungsträger verworfen werden, eine Windkraftnutzung kommt hier nur unter bestimmten Voraussetzungen in Frage (bspw. bei Erteilung von Ausnahmegenehmigungen, Befreiung von Bestimmungen des Landschaftsschutzes, immissionsrechtliche Detailuntersuchung).

Im Ergebnis wurden über die bereits beplante Fläche hinaus weitere in Frage kommende Potentialflächen lokalisiert. Eine Entscheidung seitens des Planungsausschusses der Stadt Soest steht aktuell noch aus. Nach den vorliegenden Erkenntnissen ist aber davon auszugehen, dass mehrere mögliche Planungsgebiete zur Ausweisung von Vorranggebieten in den Flächennutzungsplan aufgenommen werden. Diese Überlegung legt nahe, dass auch die beschriebenen Flächen, bei denen die Vorplanung bereits weit fortgeschritten ist, zur Verfügung stehen und eine Baubeantragung seitens des Projektpartners mdp erfolgen kann.

5 Wasserstofferzeugung / Elektrolyse

TWS: Auswahlkriterien, Marktrecherche, Systemerstellung
ISW: Wärmeauskopplung (Übergabe ins Haussystem),
FH SWF: Prozessanbindung, Rückkopplung mit dem Berechnungsmodell

5.1 Typen von Elektrolyseuren

Die in ertragreichen Zeitabschnitten saisonal per Windkraft und Photovoltaik für die Versorgung des Energiezentrums erzeugte elektrische Energie wird zur späteren Nutzung in einem elektrochemischen Trennungsprozess (Elektrolyse) zur Erzeugung von Wasserstoff eingesetzt und der Wasserstoff als Zwischenenergieträger für eine spätere Rückverstromung über Brennstoffzellen gespeichert. Prinzipiell sind für die vorgesehene Anwendung der Wasserstofferzeugung aus regenerativen, nicht biogenen Energiequellen mehrere bekannte Elektrolyseverfahren einsetzbar.

Für die nähere Eignungsbetrachtung werden im Folgenden drei Elektrolyseverfahren vorgestellt.

1. Das in der Industrie zur Erzeugung von Wasserstoff etablierte Standardverfahren der sogenannten alkalischen Elektrolyse (AEL) mit einem flüssigen basischen Elektrolyten.
2. Die saure Elektrolyse mit einem polymeren Festelektrolyten (PEMEL),
3. Die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) mit einem Festkörperoxid als Elektrolyt.

Die üblichen Temperaturbereiche der Verfahren, die Reaktionen an der Kathode und an der Anode variieren entsprechend der Elektrolysetechnologie. Diese wesentlichen Kenngrößen sind in Tabelle 5 zusammengestellt

Tabelle 5: Typische Temperaturbereiche, Halbzellenreaktionen und Ladungsträger der drei wesentlichen Arten der Wasserelektrolyse

Technologie	Temperaturbereich	Kathodenreaktion	Ladungsträger	Anodenreaktion
AEL	40 - 90°C	$2H_2O + 2e^- \Rightarrow H_2 + 2OH^-$	OH^-	$2OH^- \Rightarrow ½\ O_2 + H_2O + 2e^-$
PEMEL	20 - 100°C	$2H + 2e^- \Rightarrow H_2$	H^+	$H_2O \Rightarrow ½\ O_2 + 2H^+ + 2e^-$
HTEL	700 - 1000°C	$H_2O + 2e^- \Rightarrow H_2 + O^{2-}$	O^{2-}	$O^{2-} \Rightarrow ½\ O_2 + 2e^-$

Allen Verfahren gemein ist, dass entsprechend aufbereitetes Wasser in einer jeweils nach Material und Form verfahrensspezifisch aufgebauten Elektrolysezelle im elektrischen Feld unter Stromfluss durch Anlegen einer elektrischen Gleichspannung in Sauerstoff O_2 und

Wasserstoff H_2 zersetzt wird. Die Zerfallsprodukte werden als Gase an der negativen Kathode (Wasserstoff) und der positiven Anode (Sauerstoff) abgeschieden. Kathode und Anode sind durch eine gasdichte, aber wasserdurchlässige Membran (Diaphragma) von einander getrennt.

Bei einer Temperatur von 20°C und einem Druck von 1 bar beträgt die elektrochemische Zersetzungsspannung einer Zelle 1,229 V. Theoretisch muss für die elektrolytische Erzeugung eines Norm-Kubikmeters Wasserstoff (Nm^3H_2) eine elektrische Energie von 3,54 KWh aufgewendet werden. Die tatsächliche äußere Anschlussspannung ist jedoch wesentlich höher, da ohmsche Widerstände an den Übergängen zwischen den Elektroden und dem Elektrolyten, sowie innere Überspannungsverluste in Gaskanälen im Elektrolyten zu Verlusten führen.

In Abhängigkeit von den systemspezifischen Elektrodenmaterialien und des daraus sich ergebenen Elektroden- und Zellendesigns der verschiedenen Verfahren wird bei einer industriell üblichen Stromdichte von 2 kA/m² aufgrund der unterschiedlichen Zellspannungen auch unterschiedlich viel Wasserstoff erzeugt. Hierin liegt ein Grund für die spezifischen Verluste und Wirkungsgrade der verschiedenen Elektrolysesysteme.

Allgemein ist der Ansatz zur Definition des Wirkungsgrads einer technischen Anlage das Verhältnis von Nutzen zu Aufwand. Für den Elektrolyseprozess lässt sich der Wirkungsgrad als Produkt aus dem Faraday-Wirkungsgrad und dem Spannungs-Wirkungsgrad beschreiben. Der Faraday-Wirkungsgrad ist das Verhältnis von dem tatsächlich zur Wasserstofferzeugung nutzbaren Stromanteil zur Summe der durch die Verluste beschreibbaren Stromanteile (Übergangswiderstände, Gaskanäle). Der Spannungs-Wirkungsgrad ist das Verhältnis von Zersetzungsspannung zu Klemmenspannung.

Diese Wirkungsgraddefinitionen beziehen sich nur auf den eigentlichen Wasserstofferzeugungsprozess und entsprechen damit etwa einem Zellwirkungsgrad. Für die Bewertung der Effizienz der zu vergleichenden Elektrolysesysteme muss der Energiebedarf aller in der Wasserstofferzeugungskette befindlichen Aggregate und Systemkomponenten mit berücksichtigt werden. Hierzu gehören Hilfsaggregate wie Pumpen und Lüfter, alle Komponenten der Gasreinigung und Gastrocknung, sowie der weiteren Wasseraufbereitung. Die Summe der Einzelverbräuche aller benötigten Systemkomponenten und Aggregate zur Wasserstofferzeugung wird als spezifischer Energieverbrauch in Kilowattstunden (kWh) pro Normkubikmeter (Nm^3) Wasserstoff [KWh/Nm^3-H_2] angegeben. Diese Größe ist aus technischer Sicht der Wert, der zum objektiven Vergleich der verschiedenen Verfahren bzw. Geräte herangezogen werden muss. Damit ist die oft geführte Diskussion, ob Brennwert oder Heizwert des Gases als Bezugspunkt gewählt werden sollten, obsolet.

Der Wirkungsgrad eines Elektrolyseurs stellt jedoch nur ein Bewertungskriterium dar. Neben ökonomischen Parametern wie Investitions- und Betriebskosten sind auch aus technischer Sicht weitere Aspekte zu berücksichtigen. Die für das aktuelle Projekt besonders wichtigen Punkte sind im Folgenden genannt.

- Teillastverhalten:
  In welchem Arbeitsbereich – bezogen auf die nominelle H_2-Produktionskapazität – kann der Elektrolyseur betrieben werden? Kann der Elektrolyseur für kurze Zeit bei Überlast gefahren werden?
- Dynamik:
  Wie schnell kann die Elektrolysezelle bzw. das Elektrolysesystem Transienten in der Leistungsaufnahme folgen? Wie groß sind die Totzeiten des Systems, z.B. beim Anfahren / Aufwärmen des Elektrolyseurs oder beim Wechsel von Stand-by in den Betrieb?
- Lebensdauer:
  Bei der Lebensdauer ist zwischen Standzeit (kalendarische Lebensdauer), Betriebsstunden und Anzahl der Anfahr-/Abfahrzyklen zu unterscheiden. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass einzelne Komponenten wie z.B. der Zellstapel regelmäßig überholt werden müssen.
- Verfügbarkeit:
  Wie viele Stunden im Jahr ist der Elektrolyseur nicht betriebsbereit bzw. fällt aufgrund notwendiger Wartungsarbeiten bzw. Reparaturen aus?
- Peripherie: Welche Betriebsmedien sind neben der elektrischen Energie notwendig (z.B. Stickstoff zum Spülen, Druckluft zum Steuern von Ventilen etc.).

Für die hier angestellten Betrachtungen wird der Nutzen nur im produzierten Wasserstoff gesehen. Wie die durchgeführten Untersuchungen ergeben haben, lässt sich der produzierte Sauerstoff nicht gewinnbringend verwerten. Zusätzliche Investitionen z.B. in die Komprimierung und Abfüllung des Gases oder extreme Anforderungen an die Reinheit z.B. bei der medizinischen Verwendung verhindern eine wirtschaftlich attraktive Verwendung.

5.1.1 **Alkalische – Elektrolyse (AEL)**

Die alkalische Elektrolyse ist das heute dominierende Verfahren zur elektrolytischen Wasserstoff-Erzeugung. Abbildung 68 zeigt den prinzipiellen Aufbau einer Elektrolysezelle. In einer konventionellen Elektrolysezelle bestehen die Elektroden (4) aus perforierten Blechen mit einer möglichst porösen Oberfläche. Die Elektroden sind als Vorbleche nahe an dem Diaphragma (3) positioniert und elektrisch leitend mit den Endplatten (7) (Einzelzelle) bzw. den bipolaren Trennblechen (Zellstapel) verbunden. Zellrahmen (5) dichten die Halbzellen nach außen ab und dienen als Einbettung für das Diaphragma. Die Stromquelle (6) wird über die Endplatten kontaktiert. Beide Halbzellen sind mit einem alkalischen Elektrolyten (wässrige KOH-Lauge mit einer typischen Konzentration von 20% - 40% geflutet bzw. werden von dieser Lauge durchströmt. Die KOH-Lauge wird kontinuierlich aufbereitet und in separaten Tanks bevorratet. Alkalische Elektrolysezellen arbeiten in der Regel bei einer Betriebstemperatur von etwa 40°C bis 80°C mit einer Stromdichte von 200 – 400 mA/cm^2. Kommerziell erhältliche alkalische Elektrolysesysteme werden auf Modulebene in einem Leistungsbereich von 1 – 760 Nm³/h hergestellt. Dies entspricht einer elektrischen Leistungsaufnahme im Bereich von ca. 5 kW bis ca. 3,4 MW pro Modul. Für größere Wasserstoffproduktionskapazitäten werden mehrere Elektrolysemodule parallel geschaltet.

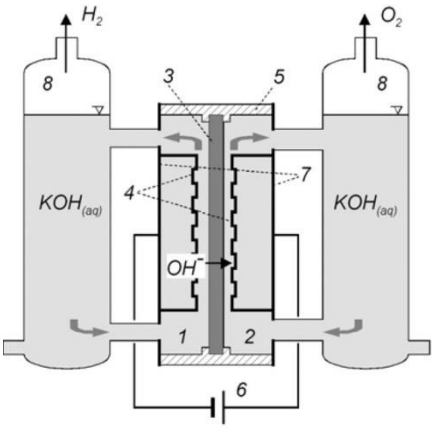


Abbildung 68: prinzipieller Aufbau einer alkalischen Elektrolysezelle [12]

Erfahrungswerte bei in Betrieb befindlichen Elektrolyseuren belegen, dass der spezifische Energieverbrauch für die H_2-Produktion mit größerer Modulkapazität abnimmt, da periphere Komponenten großer Einheiten effektiver arbeiten und somit weniger Energie pro Normkubikmeter Wasserstoff verbrauchen. Ab einer Größe von ca. 100 Nm³/h lassen sich jedoch aufgrund der Modulbauweise von Elektrolyseuren nur noch sehr geringe Energieeinsparungen erzielen. Atmosphärisch betriebene Elektrolyseure erreichen einen spezifischen Energieverbrauch von 4,1 - 4,5 kWh/Nm³. Hinzu kommt jedoch der Energieverbrauch optionaler Komponenten. Für die Verdichtung von drucklos erzeugtem Wasserstoff auf 30 bar werden bspw. etwa 0,2 kWh/Nm³ benötigt. Größere Druckelektrolyseure weisen einen spezifischen Energieverbrauch zwischen 4,5 und 5,0 kWh/Nm³ auf. Das liegt daran, dass sich durch die elektrochemische Kompression geringere Systemwirkungsgrade von bis zu 78 % einstellen.

Die Lebensdauer eines alkalischen Elektrolyseurs hängt von den Betriebsparametern und der Betriebsweise ab. Diese wiederum gehen in der Regel auf Kompromisse zurück. So ist eine hohe Laugenkonzentration vorteilhaft für die Ionenleitfähigkeit des Elektrolyten, gefährdet aber durch Korrosion die Langzeitbeständigkeit der verwendeten Materialien und kann durch die Verdrängung von Wasser als Edukt zu Stofftransportlimitierungen führen. Langzeitbeständige und relativ kostengünstige Elektroden-Materialien erlauben derzeit Betriebstemperaturen bis zu 80 °C. Kommerziell erhältliche Systeme sind inzwischen mit Elektrodenmaterial bestückt, das auch in Stillstandsphasen nicht passiviert. Daher sind auch bei intermittierender Betriebsweise keine Spülvorgänge mit Inertgasen mehr erforderlich.

Insgesamt gelten alkalische Elektrolysesysteme als technisch ausgereift und daher auch als äußerst zuverlässig. Die kritischste Komponente ist der Zellstapel. Die Lebensdauer von AEL-Druckstacks mit Kunststoffdiaphragmen erreicht über 50.000 h. Als Regel für alkalische Elektrolyseure gilt eine Generalüberholung alle 7 - 12 Jahre, bei der die Elektroden ersetzt bzw. reaktiviert, sowie die Diaphragmen ausgetauscht werden. Der Großteil der Komponenten wie z.B. die bipolaren Platten können hingegen wiederverwendet werden. Große Druckelektrolyseure sind teilweise über 20 Jahren ohne Öffnung des Moduls in Betrieb. Die Verfügbarkeit großer Elektrolyseure in industriellen Anwendungen liegt bei 98%.

Die meisten Hersteller geben an, dass alkalische Elektrolyseure bis in einem Teillastbereich von 20 - 40 % arbeiten können. Dieser Betriebsmodus wirkt sich jedoch negativ auf die Gasqualität aus. Wenn alkalische Elektrolyseure über einen längeren Zeitraum im unteren Teillastbereich gefahren werden, sammeln sich gelöste Gase in den der Zelle wieder zugeführten Laugenströmen, deren Zirkulation nahezu unabhängig von der Auslastung des Elektrolyseurs ist. Damit erhöht sich bei Teillastbetrieb der relative Anteil des jeweiligen Fremdgases im Vergleich zu den produzierten Gasen. Vor allem bei intermittierendem Betrieb mit regenerativen Energiequellen können diese Verunreinigungen in den Produktgasen eine sicherheitsbedingte, automatische Abschaltung des Elektrolyseurs, die bei ca. 2% H_2 in O_2 erfolgt, nach sich ziehen. Aufgrund der mit dem Druck ansteigende Querdiffusion über den Separator verstärkt sich dieser Effekt zusätzlich bei hohen Betriebsdrücken. Durch die höhere H_2-Mobilität kann es auf der Anode zu stärkeren Verunreinigungen kommen.

5.1.2 **PEM – Elektrolyse (PEMEL)**

Der allgemeine Aufbau einer PEM-Elektrolysezelle ist in Abbildung 69 dargestellt. Die Zelle besteht aus einer Anode (Sauerstoffproduktion) und einer Kathode (Wasserstoffproduktion), welche durch eine saure Protonaustauschmembran (PEM, engl.: **p**roton **e**xchange **m**embrane) voneinander getrennt sind. In den meisten Zellen wird die Elektrode direkt auf die Membran aufgebracht. Diese Anordnung bildet die wichtigste Komponente einer PEM-Elektrolysezelle. Auf beiden Seiten der Zelle befinden sich poröse Stromableiter, die den Stromfluss zu den Elektroden ermöglichen und für die Produktgase, sowie für Wasser durchlässig sind. Die bipolaren Platten rahmen die beiden Halbzellen ein und sind mit einem so genannten Flowfield ausgestattet, um den Transport von flüssigem Wasser zur Zelle und das Entweichen der Produktgase zu gewährleisten.

PEM-Elektrolyseure haben sich heute vor allem in Nischenanwendungen und im kleinen Leistungsbereich gegenüber alkalischen Elektrolyseuren durchsetzen können. Auf Modulebene werden aktuell PEMEL-Systeme von 0,06 – 30 Nm³/h und mit einer maximalen elektrischen Leistungsaufnahme bis ca. 150 kW pro Modul angeboten. Dies ist im Vergleich zum Leistungsbereich der AEL eine verhältnismäßig kleine Spanne.

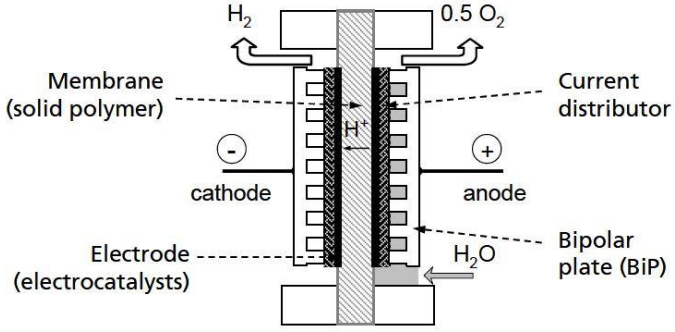


Abbildung 69: Funktionsprinzip einer PEM Elektrolysezelle [12]

Der spezifische Energieverbrauch eines Stacks pro produzierten Normkubikmeter H_2 variiert zwischen 3,9 und 5,1 kWh. Der spezifische Energieverbrauch für Systeme bis zu 1 Nm³/h H_2-Förderleistung beträgt typischerweise 6 bis 8 kWh/Nm³ H_2. Für größere Systeme mit mehr

als 10 Nm^3/h liegt der Energieverbrauch unter 6 kWh/Nm^3 Wasserstoff. An dieser Stelle muss jedoch beachtet werden, dass kommerzielle PEM-Elektrolyseure überwiegend in Anwendungen eingesetzt werden, in denen der Gesamtwirkungsgrad nicht von entscheidender Bedeutung ist.

Allgemein ermöglicht die PEM-Elektrolyse im Vergleich zur AEL einen größeren Teillastbereich. Die untere Grenze ergibt sich wie bei der AEL aus der tolerierbaren Grenze der Gasreinheit am Ausgang der Elektrolysezelle und, sofern der produzierte Wasserstoff energetisch genutzt wird, dem elektrischen Eigenverbrauch der Systemkomponenten. Auf Zell- bzw. Stack-Ebene wird häufig der untere Teillastbereich mit 0 % spezifiziert, d.h. die Fremdgaskonzentration erreicht auch bei minimaler Teillast keine kritischen Werte. In energietechnischen Anwendungen wird durch den Eigenverbrauch der Peripherie die untere Grenze auf ca. 5 % der nominellen Leistung abgeschätzt. Darüber hinaus tolerieren PEM-Elektrolyseure ebenfalls kurzzeitige Überlasten.

Wie in einer AEL-Zelle kommt es jedoch in einer PEMEL-Zelle zu Diffusionsvorgängen über die Membran. Unabhängig von der Stromdichte ist die Durchdringung (Permeation) von H_2 zur Anode und O_2 zur Kathode eine Funktion der Partialdruckdifferenzen und der Temperatur. Wird die Stromdichte herabgesetzt, entsteht nach den Faraday'schen Gesetzen weniger Wasserstoff. Die Diffusionsrate ändert sich jedoch nicht, wodurch die Fremdgaskonzentration in der Halbzelle ansteigt. Die H_2-Permeationsrate in einer typischen PEMEL steigt linear mit dem Druck, so dass bei 200 bar der H_2-Verlust schon einer H_2-Stromdichte von 0,4 A/cm^2 entspricht. Die Sauerstoff-Permeation ist erheblich geringer. Die Permeation von Fremdgasen wird auch durch das Zelldesign beeinflusst. Bei zu großem mechanischem Stress verringert sich die Membrandicke. Hot-Spots ermöglichen eine verstärkte Diffusion. Insgesamt erreicht die Gasreinheit im Betriebspunkt am H_2-Zellausgang Werte von 99,8% bis 99.99% (Gasqualitäten 2.8 bis 4.0). Auf der Sauerstoffseite ergeben sich höhere Fremdgasanteile.

Das schnelle dynamische Verhalten wird als ein wesentlicher Vorteil der PEM-Elektrolyse gesehen. Auf Zellebene wird Transienten in der elektrischen Leistungsaufnahme praktisch verzögerungsfrei gefolgt. Die Systemperipherie (Zirkulationspumpe, Flüssig-Gasseparatoren) weist höhere Zeitkonstanten auf, hat aber im Vergleich zur AEL eine geringere thermische Kapazität. Dadurch kann der Betriebspunkt gut einem intermittierenden Leistungseintrag folgen. Ferner erreicht ein PEM-Elektrolyseur in der Startphase schnell die Betriebstemperatur.

Eine im Vergleich zur AEL deutlich höhere Stromdichte ermöglicht den Bau kompakter Stacks und eine vereinfachte Gesamtanlagentechnik. Der Teillastbereich ist dabei gleichzeitig weiter gespreizt. Ein weiterer Vorteil der PEM-Elektrolyse gegenüber der alkalischen Elektrolyse ist der erheblich geringere Platzbedarf (rund ein Faktor 10). Eine kurzzeitige mögliche deutliche Überlastung des PEM-Elektrolyseurs ermöglicht Arbeitsbereiche, die mit der alkalischen Elektrolyse nicht abgedeckt werden können und für bestimmte Anwendungen einen erheblichen Vorteil darstellen. Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten im Bereich der PEM-Elektrolyse streben Wirkungsgradsteigerungen, Lebensdauersteigerungen und betriebsabhängige Regeloptimierungen an. Die PEM-Elektrolyse liegt vom Entwicklungsstand noch deutlich hinter alkalischen Elektrolyseuren zurück. Daher ist diese Technologie aktuell

nur von wenigen Anlagenherstellern in Leistungsklassen von bisher wenigen kW bis etwa 100 kW verfügbar.

Im Standby-Zustand oder beim Abschalten der Wasserstoffproduktion treten im Stack und im System Effekte auf, die auch aus der AEL-Technologie bekannt sind:

- Diffusionsprozesse über die Membran erhöhen die Fremdgaskonzentration. Insbesondere ist die Permeation von Wasserstoff bei höheren Temperaturen und Drücken nicht vernachlässigbar. Allerdings kommt es parallel dazu auch zu einer schnellen Rekombination von O_2 und H_2 zu H_2O an den Elektroden.
- Die Rekombination führt zu einer Druckabnahme in den beiden Halbzellen, die unterschiedlich schnell ablaufen kann (unterschiedliche Diffusionsgeschwindigkeiten); Vakuum- und auch Druckdifferenzen können mechanischen Stress vor allem an der eingebetteten Membran verursachen.
- Durch die fehlende Wärmeentwicklung kommt es im Standby zu einem Abkühlen des gesamten Systems, beim Anfahren kommt es wieder zu einer Erwärmung; dieses thermische Zyklisieren kann sich negativ auf die Lebensdauer der Komponenten auswirken (z.B. zum Versagen von Dichtungen, was zu Leckagen führt).

5.1.3 **Hochtemperatur – Elektrolyse (HTEL)**

Neben einer schnellen Kinetik ist die Wasserelektrolyse bei hohen Temperaturen auch aus thermodynamischer Sicht von Vorteil. Bei der HT-Elektrolyse wird Wasser als Edukt in Form von Dampf in die Zelle eingeblasen. Der Aufspaltungsprozess wird durch das hohe Temperaturniveau von ca. 700 - 800°C unterstützt. Während der Gesamtenergiebedarf mit steigender Temperatur nur langsam ansteigt, fällt der Gesamtelektrizitätsbedarf deutlich. Ein zunehmender Anteil des Energiebedarfs wird also durch die eingebrachte thermische Energie gedeckt. Hohe Temperaturen bis 1000°C fördern die endotherme Zersetzung von Wasser und reduziert somit den Elektrizitätsbedarf um bis zu 25 %. Die theoretische Zersetzungsspannung sinkt auf Werte um 1,0 V. Die Hochtemperaturelektrolyse ist somit besonders interessant, wenn viel Abwärme aus externen Prozessen, wie z.B. Geothermie, Solarthermie oder auch Kraftwerksprozessen zur Verfügung steht.

Zurzeit existieren noch keine kommerziellen Anlagen. Das derzeit größte Laborsystem hat eine Wasserstoffproduktionsrate von 5,7 Nm^3/h bei einer elektrischen Leistung von 18 kW. Der Wirkungsgrad der HT-Elektrolyse hängt von den gewählten Betriebsbedingungen ab, d.h. primär von der Stromdichte, die die reale Zellspannung bestimmt. Verglichen zur AEL und PEMEL befindet sich die HTEL jedoch noch im Stadium der Grundlagenforschung.

5.2 Auswahlmatrix

Durch die Vorgabe einer möglichst hohen Energieeffizienz bei der Konzeptionierung der Versorgersysteme des Energiezentrums zur Schonung der für die Erzeugung des Wasserstoffs vorgesehenen regenerativen Energien, reduziert sich die Auswahl der tatsächlich für die Wasserstofferzeugung sinnvoll einsetzbaren Elektrolyseverfahren auf die Verfahren der AEL und PEMEL. Aufgrund der nicht zur Verfügung stehenden thermischen Infrastruktur

findet die HTEL keine Anwendung für die Wasserstofferzeugung im geplanten Energiezentrum.

Tabelle 6: Übersicht der Hersteller von alkalischen Elektrolysesystemen mit Angabe von Baureihen, Betriebsdrücken und Produktionsraten

Hersteller	Baureihe (Betriebsdrücke)	H_2-Rate [Nm³/h]
AccaGen (CH)	AGE (10/30/200 bar) AGE light	1 – 100 0,25 - 2,0
Acta (IT)	EL (15 bar)	0,1 - 1,0
Avalence (US)	Hydrofiller (- 340 bar) Hydrofiller 5000	0,35 - 4,6 139
ELT (DE)	Bamag (atm) Lurgi (30 bar) NeptunH_2 (60 bar)	3 – 330 120 - 760
ErreDue S.p.A. (IT/AUS)	Expert (2,5 – 30) Advanced (5 – 30) System (5 – 30)	0,66 – 6,66 8,66 – 42,6 85,3 – 170,6
H2 Logic (DK)	x.00 (4/12 bar)	0,66 - 42,6
Hydrogenics (CA)	HySTAT-A (10/25 bar)	10 - 60
PERIC (CN)	CNDQ (15 bar) ZDQ (15 – 32 bar)	5 – 10 5 - 300
PIEL (IT) McPhy	Standard, MP, HP (3/8/18 bar)	1 - 16
Sagim (FR)	BP-100, BP-MP, MP-8 (4/8/10 bar)	0,5 - 10
Statoil Hydro-genTechnologies (NO)	50xx (atm) PME/HPE (30 bar)	50 – 485 bis 570
Teledyne Energy Systems (US)	TITAN HMXT (8 - 10 bar) Titan EC (8 - 10 bar)	2,8 - 11,2 28 - 56
Uralkhimmasch (RU)	FV (atm) BEU (10 bar) SEU	172 – 536 125 - 250
Wasserelektrolyse Hydrotechnik (DE)	Demag (atm)	0,12 - 250

In der Tabelle 6 sind als Ergebnis der durchgeführten Marktrecherche die Hersteller kommerziell erhältlicher alkalischer Elektrolyseure inklusive der Baureihen und Baugrößen aufgeführt. Tabelle 7 macht die gleichen Angaben für Hersteller von PEM-Elektrolyseuren.

Tabelle 7: Übersicht der Hersteller von PEM-Elektrolyseuren mit Angabe von Baureihen, Betriebsdrücken und Produktionsraten

Hersteller	Baureihe (Betriebsdrücke)	H2 -Rate [Nm³/h]
AccaGen (CH)	SPAE	0,02 - 1,0
CETH (FR)	GenHy (10 bar) N.N. (50 bar)	0,1 – 10 - 100
Giner (US)	OGP (207 bar) LPE (55 bar) N.N. (85 bar)	13 ~ 15 56
h-tec (DE)	EL 30 (30 bar)	0,4 - 2,4
Helion (FR)	N.N. (30/50 bar) N.N. (100 bar)	1 – 10 100
Hydrogenics (CA)	Hylyzer 65 HySTAT-P (7 bar)	- 30,0 1,0
ITM Power (GB)	HLab/Pac/Box/Fuel (15 bar)	0,036 - 7
Diamond OnSite Proton Energy Systems (US)	Hogen GC, S (13,8 barg) Hogen H (15/30 barg) Hogen C (30 barg) HP (165 bar)	0,02 - 1,05 2,0 - 6,0 10 – 30
Statoil Hydrogen Technologies (NO)	Inergon (10 bar)	10
Sylatech (DE)	N.N. (30 bar)	- 0,12

Die mit Hilfe des im Kapitel 2.3 beschriebenen Berechnungs- und Optimierungswerkzeuges ermittelte elektrische Anschlussleistung des Elektrolyseurs von 70 kW ist der wesentliche Ausgangspunkt bei den Recherchen nach einem geeigneten Elektrolyseur. Je nach Verfahren, Modell und Hersteller ergeben sich daraus neben dem Wasserstoffproduktionsvolumen in Nm³/h weitere gerätespezifische Angaben, die für einen Systemvergleich wichtig sind.

Der spezifische Energieverbrauch in kWh/Nm^3-H_2 dient zum objektiven Vergleich der verschiedenen Verfahren und ist auch ein Maß für die Effizienz des gesamten Elektrolysesystems. Für diese Bewertung muss die Summe der Einzelverbräuche aller benötigten Systemkomponenten und Aggregate in der Wasserstofferzeugungskette, wie Gasreinigung und Gastrocknung sowie der Wasseraufbereitung, betrachtet werden. Zur Berechnung der abzuführenden Wärmemengen für die Ankopplung des Elektrolyseurs an das thermische Haus-

managementsystem sind auch die Kühlmittelflüsse mit Druck und Temperatur von großem Interesse.

In einem ersten Auswahlverfahren sind alle die Elektrolysesysteme ausgeklammert worden, die aufgrund ihrer Leistungswerte, H_2-Betriebsdrücke und H_2-Produktionsraten nicht über die aus den Simulationen und Berechnungen vorgegebenen technischen Spezifikationen verfügen. Auch Hersteller, deren angebotene Elektrolyseure den Anforderungen entsprechen, die sich jedoch auch nach mehrmaliger Anfrage nicht mit einem Angebot zurückgemeldet haben, werden im weiteren Auswahlverfahren nicht weiter berücksichtigt.

Um die am Markt erhältlichen Elektrolysesysteme besser vergleichen und ihre Eignung für die geplante Anwendung beurteilen zu können, wurde das in Tabelle 8 zusammengefasste Datenblatt zur Abfrage der relevanten gerätespezifischen Kenngrößen entwickelt. Diese Tabelle wurde zusammen mit dem Fragenkatalog der Tabelle 9, der Punkte zu bestimmten Systemdetails und zum Betrieb des Elektrolyseurs erfasst, allen in Frage kommenden Herstellern zur Beantwortung vorgelegt. Die mit dieser Recherche zusammengetragenen Daten fließen in das Auswahlverfahren ein.

Tabelle 8: Datentabelle zur Abfrage gerätespezifischer Kenndaten

	Hersteller NAME / Gerät		
H2 Produktionsrate	**15Nm³ H_2 / h**		
Teillastbereich (von – bis) %			
H2-Gasreinheit	**5.0**	Interne Reinigung	
H2-Druckniveau am Elektrolyseur Ausgang bar		Interner Verdichter	
Systemdruck bar			
Restfeuchte /ppm H2O Tapunkt			
Prozessleistung (Elektrolyse) kWh/Nm³ H2			
Systemleistung gesamt /kW			
Standbyleistung /kW			
Zellenspannung /V			
Stromdichte kA/m²			
Wirkungsgrad η	Faraday	Spannung	Ges.
El. Anschluss / Spezifikation			
Interner AC/DC Wandler	Aktiv:	Passiv:	
Degradationsrate / µV/a			

Lebensdauer Stack /h			
Wartungsintervalle /a			
Dynamik des Systems			
Betriebstemperatur °C	Min	Max	
Umgebungstemperatur °C	Min	Max	
Management Elektrolyt	Kühlung	Aufbereitung	
	Frischwasserzufuhr	Temperatur	
Management Kühlmedien intern/extern	Temperatur	Volumenstrom	
	Druck	Kühlleistung	
Management Purgegase	Gasart		
	Volumenstrom	Druck	
Datenerfassung / Steuerung	Datenbus	Extern Steuerbar	
	Anfahren	Notaus	
Raumbedarf Elektrolyseur	Fläche m²	Gewicht	kg
Raumbedarf Peripherie	Fläche m²	Gewicht	kg
Investkosten gesamt €			

Tabelle 9: Fragenkatalog zum Betrieb des Elektrolyseurs

- Verfügt das System über einen internen aktiven, intelligenten AC/DC Wandler?
- Wie wird die anliegende und zur H_2-Produktion zur Verfügung stehende elektrische Leistung detektiert?
- Erfolgt die Leistungsmessung per Stromzangenmessung mit wählbarer Übertragungsfunktion?
- Wie wird der Teillastbereich initiiert und gefahren?
- Ist intermittierende Betriebsweise möglich?
- Welche Prozedere müssen für den intermittierenden Betrieb gefahren werden?
- In wie weit ist der Elektrolyseur per Busanbindung fernsteuerbar?
- Welcher Steuer- und Datenbus / welches Protokoll dient zur Erfassung der Prozessdaten?
- In welcher Form liegen sicherheitsrelevante Signale zur Verarbeitung an? (Kontakte/Spannung)
- Verfügt das System über einen internen Sicherheits-Gasalarm?
- Ermöglicht die Busanbindung folgende Prozeduren:
  - Anfahren des Systems

- Abschalten des Systems
- Not-AUS des Systems

- Verfügt das System über eine eigene, integrierte Gasreinigung?
- Verfügt das System über einen H2-Zwischenspeicher?
- Verfügt das System über einen internen Verdichter?
- Welche Arbeiten, Austausch von Teilen, umfasst der Standardservice?
- Wie groß sind die Wartungsintervalle?
- Wie groß ist der Platz/Raumbedarf?
- Indoor /Outdoor Aufstellung?
- Geräuschpegel des Systems?

Tabelle 10: Auswahl der in Frage kommenden Elektrolyseure

	ErreDue 2 x G10	Hydrogenics HyStat – 15/10	Diamond-Onsite HOGEN C20
Verfahren	**AEL**	**AEL**	**PEMEL**
H2 Produktions-rate [Nm³/h]	**13,2**	**15**	**20**
Teillastbereich (von – bis) %	**20 – 100**	**40 – 100**	**0 - 100**
H2-Gasreinheit	**5.0**	**5.0**	**5.0**
H2-Druckniveau am Elektrolyseur Ausgang [bar]	**12**	**10**	**30**
Spezifischer Verbrauch [kWh/Nm³ H2]	**5,3**	**5,4**	**5,5**
Systemver-brauch [kWh/Nm³ H2]	**0,5**	**0,4**	**0,2**
Standbyver-brauch [kWh/Nm³ H2]	**0,2**	**0,2**	**1,0**
El. Anschluss / Spezifikation	**3 ~ 400V / 50Hz**	**3 ~ 400V / 50Hz**	**3 ~ 400V / 50Hz**
El. Leistungs-aufnahme [kW]	**2 x 35**	**120**	**110**
Lebensdauer Stack [h]	**35.000**	**60.000**	**60.000**
Wartungsinter-valle [a]	**0,5**	**0,5**	**1**
Betriebstempe-ratur [°C]	**65**	**40**	**40**
Datenerfassung / Steuerung	**Profibus oder Modbus**	**Profibus**	**Modbus**
Investkosten gesamt [€]	**225.000**	**325.000**	**386.400**

In der Tabelle 10 sind die nach Vorauswahl und Rückmeldung der angefragten Hersteller zum Vergleich stehenden Elektrolysesysteme aufgeführt. In der Gegenüberstellung finden sich je ein AEL-Systeme der Hersteller ErreDue und Hydrogenics sowie ein PEMEL-System von Diamond-Onsite zum Vergleich.

Auf den ersten Blick sind die technischen Daten der Tabelle 10 bis auf die Prinzip-bedingten Unterschiede sehr ähnlich. Insbesondere unterscheidet sich der spezifische Verbrauch kaum. Er variiert lediglich zwischen 5,3 kWh/m^3 (EreDue) und 5,5 kWh/m^3 (Diamond Onsite). Beim PEM-Elektrolyseur sind zwei Punkte auffällig, die für das System sprechen. Dies sind zum einen das hohe Druckniveau, das die zur Kompression erforderliche Energie reduziert und zum andern der weite Regelbereich ab 0%. Allerdings ist das System Hogen C20 nach Herstellerangaben auf automatischem Weg nicht vollständig abschaltbar. Es verbleibt also immer im Stand-By-Modus und müsste somit permanent mit einer Leistungsaufnahme von 3 kW betrieben werden. Nach den vorliegenden Simulationsergebnissen ist ein solches Betriebsverhalten aus energetischer Sicht nicht tragbar.

Die alkalischen Systeme von Hydrogenics und ErreDue unterscheiden sich im Wesentlichen darin, dass ErreDue das System aus zwei Elektrolyseuren vom Typ G10 mit einer H_2-Produktionsrate von je 6,66 Nm^3 bzw. einer Nennleistung von je 35 kW zusammenstellt. Die Steuerung betreibt beide Stacks dann so, dass im Teillastbereich immer ein für das Gesamtsystem optimaler Betriebspunkt erreicht wird. Bei kleinen Produktionsraten wird z.B. ein Stack vollständig abgeschaltet und der verbleibende Stack in Teillast betrieben. Damit kann in Bezug auf die Nennleistung des Gesamtsystems ein Regelbereich von 20% (ein Stack bei 40% der Stacknennleistung) bis zu 100% (beide Stacks mit 100% Nennleistung) erreicht werden. Da die Firma ErreDue eine ganze Palette von Geräten mit Produktionsraten zwischen 0,66 m^3/h bis zu 170 m^3/h herstellt, wäre es im Prinzip auch möglich, das Gesamtsystem aus mehr als zwei Stacks zu kombinieren, um damit den Regelbereich noch weiter zu vergrößern. Allerdings steigt dann der technische Aufwand stark an und die kleinen Stacks führen zu einem geringeren Gesamtwirkungsgrad, so dass die Kombination aus zwei Stacks als guter Kompromiss angesehen werden kann. Mit diesem System ist die Wasserstofferzeugung zwischen 2,7 m^3/h (ca. 14 kW) und 13,2 m^3/h bei 70 kW einstellbar, ohne dass der Gesamtwirkungsgrad stark einbricht. Ein weiterer wesentlicher technischer Aspekt ist die Steuerung der Leistung bzw. der Produktionsrate. Grundsätzlich stellt es nach Aussagen der Hersteller kein Problem dar, Elektrolyseure je nach Energieangebot in einer dynamischen Betriebsweise zu betreiben. Normalerweise wird die Steuergröße für die Leistung des Elektrolyseurs aber nicht aus dem Energieangebot, sondern aus dem Gasbedarf abgeleitet. Dies führt dann z.B. zu den bereits erwähnten Problemen mit der Abschaltung. Bei den von der Firma ErreDue angebotenen Systemen kann der internen SPS des AC-DC-Wandlers ein der für die Elektrolyse zur Verfügung stehenden Energie proportionales Digital- oder Analogsignal zugeführt werden, über das die Leistungsaufnahme des Stacks begrenzt wird. Die Elektrolyse richtet die Produktionsrate dann nach der zu Verfügung stehenden (Überschuss)-Energie aus und nicht nach dem Gasbedarf.

Neben diesen technischen Aspekten spricht auch das niedrige Preisniveau für das genannte Produkt. Auch unter Berücksichtigung der Kosten für die in der Peripherie des Elektrolyseurs

notwendigen Gerätschaften liegt der Gesamtpreis mit rund 225.000 € deutlich unter den Angeboten der Mitbewerber.

Leider ist es aktuell nicht möglich, eine konkrete Schaltung für die Wasserstofferzeugung mit dem System von ErreDue zu präsentieren. Da die einzelnen Elektrolyseure nach Spezifikation des Kunden individuell zu einem Gesamtsystem kombiniert werden, werden die Detailpläne erst mit der Beauftragung erstellt. Die vorliegenden Musterpläne und Datenblätter beziehen sich auf Gerätschaften anderer Kunden und sind daher nicht zur Veröffentlichung freigegeben. Sie zeigen allerdings, dass eine Integration in das Versorgungssystem des Energiezentrums realisierbar ist. Zusammen mit den konkreten Angaben des Herstellers zu den technischen Daten war eine Abstimmung mit den weiteren Systemkomponenten bis hin zur möglichen räumlichen Anordnung der Komponenten möglich.

Die Abbildung 70 zeigt beispielhaft die mögliche Aufstellung der Elektrolyseure und aller weiteren zusätzlichen Anlagenkomponenten, die für die Wasserstofferzeugung und Reinigung sowie für die Elektrolytaufbereitung notwendig sind, in einem Grundrissausschnitt des Technikraums. Ähnliche Anlagenkombinationen sind erprobt und werden in der Industrie für Anwendungen direkt vor Ort in der Fertigung installiert und betrieben.

5.3 Peripherie

Wie unter 5.1 beschrieben, bedingt die Erzeugung von Wasserstoff neben dem Betrieb des eigentlichen Wasserstoffgenerators auch die Planung und Installation zusätzlicher peripherer Anlagenkomponenten. Die sicherheitsrelevante Sensorik zum Abschalten des Elektrolyseurs in Notfällen und die intelligente Anlagensteuerung mit Mess- und Regelsystemen sind ebenso wie Elektrolyttanks und -pumpe bereits konstruktiv in das Elektrolysesystem integriert. Die weiteren für einen ordnungsgemäßen Betrieb des Elektrolyseurs benötigten Medien werden ggf. extern aufbereitet und dem System zugeführt. Hierzu gehört die Aufbereitung des Prozesswassers (Demineralisierung) und die Erzeugung und Bereitstellung von Pressluft zur Steuerung pneumatisch betätigter Ventile.

Die spätere Rückverstromung in Brennstoffzellen und die Speicherung des Wasserstoffs in Metallhydridspeichern stellt erhöhte Ansprüche an die Qualität des erzeugten Wasserstoffs. Zur Gewährleistung einer geringen Restfeuchte und einer hohen Gasreinheit ist die Installation einer separaten Gasreinigungsanlage unumgänglich.

In Tabelle 11 sind alle für die Wasserstofferzeugung relevanten Gerätschaften inklusive der peripheren Aggregate mit Angabe der Gehäusemaße und Gewichte aufgeführt.

Abbildung 71 zeigt ein Installationsbeispiel im industriellen Umfeld. Dabei handelt es sich ebenfalls um eine Kombination aus zwei Elektrolyseuren des Typs G10, die wie oben ausgeführt für das Energiezentrum gut geeignet sind.

Auf Ausführung und Funktion der peripheren Aggregate wird im Folgenden noch näher eingegangen.

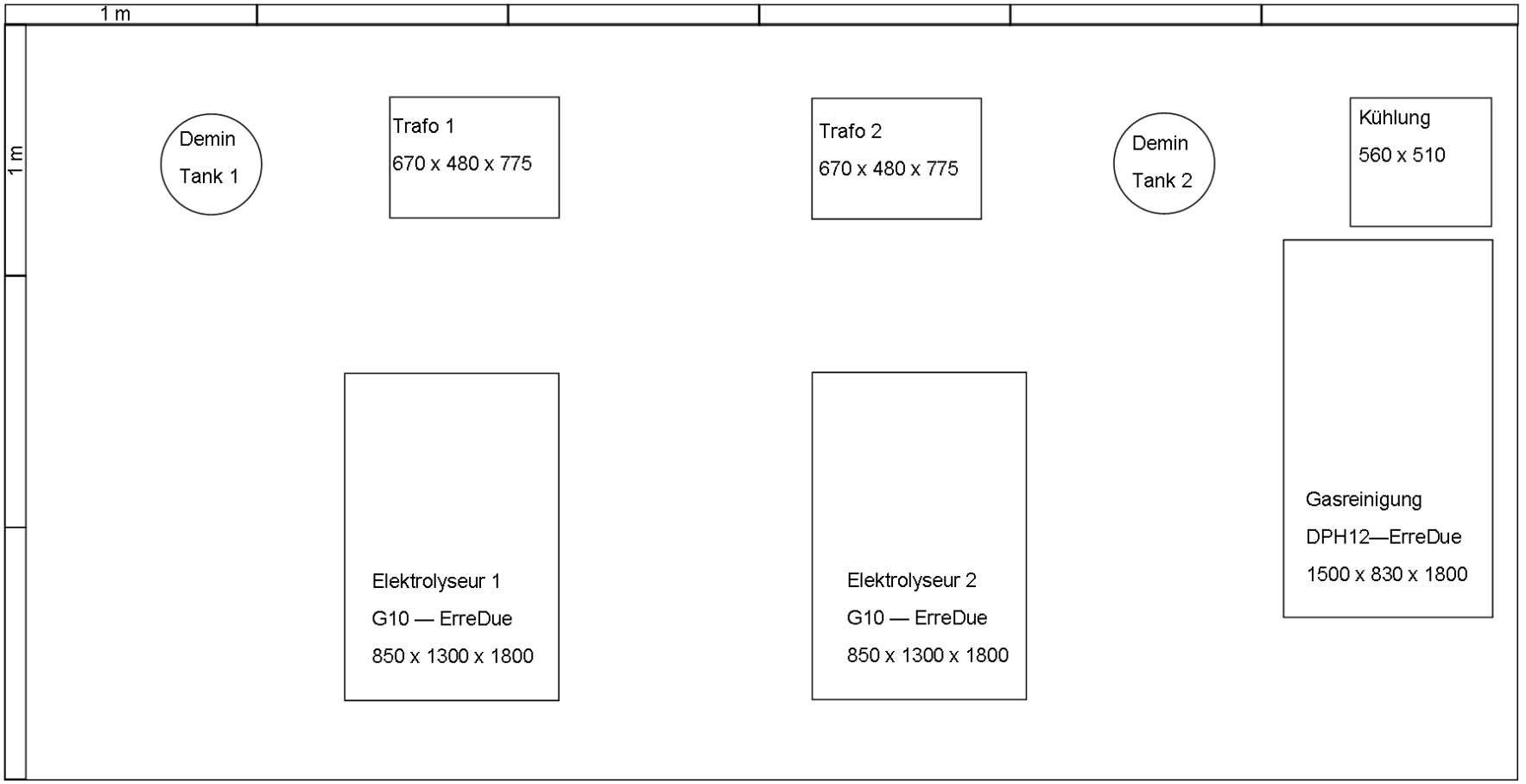


Abbildung 70: Grundriss des Technikraumes mit Elektrolyseuren und zusätzlichen Komponenten (Ausschnitt aus Abbildung 57)

Tabelle 11: Zusammenstellung der einzelnen Komponenten für die Wasserstoff-erzeugung

Pos.	Komponente:	Bezeichnung:	Abmessungen: [mm]	Gewicht /kg
1.	Elektrolyseur	ErreDue Mercury Expert G10	850 x 1300 x 1800	760
2.	Elektrolyseur	ErreDue Mercury Expert G10	850 x 1300 x 1800	760
3.	Anlagensteuerung	ErreDue	integriert	-----
4.	Transformator	ErreDue	670 x 480 x 775	210
5.	Transformator	ErreDue	670 x 480 x 775	210
6.	Gasreinigung/ Trocknung	ErreDue DPH12	560 x 510 x 985	420
7.	Stickstoffgenerator	ErreDue GNLabT8	640 x 350 x 851	122
8.	Wasser-Demineralisierung	ErreDue	490 x 380 x 770	75
9.	Wassertank	ErreDue	700 x 500 x 600	210
10.	Wassertank	ErreDue	700 x 500 x 600	210

Abbildung 71: Elektrolyseanlage (2 mal G10) bei Fa. Wieland, Pforzheim

5.3.1 **Gasreinigung und Trocknung**

Das für die Wasserstofferzeugung vorgesehene Gesamtsystem von ErreDue ist so ausgelegt, dass der erzeugte Wasserstoff mit einem Druck von 12 bar, einer Reinheit von 99,9998% (5.0) und einer Restfeuchte von <1 mg/m³ in den nachgeschalteten Zwischenspeicher, bzw. den Wasserstoffverdichter eingespeist wird.

Der erzeugte Wasserstoff ist nach Verlassen des internen Gasabscheiders systembedingt durch Bestandteile der eingesetzten Kalilauge (KOH) mit in der Restfeuchte gelösten Laugenbestandteilen und mit durch Querdiffusion in der Elektrolysezelle eingebrachten Spuren von Sauerstoff verunreinigt. Dieser Rohwasserstoff wird im Elektrolyseur in einer ersten Kondensatorstufe grob gereinigt und dann an die Gasreinigungsstufe vom Typ DPH12 von ErreDue übergeben.

Im DPH12 wird der Wasserstoff zunächst in einem Aktivkohlefilter von Resten der Kalilauge befreit und nachfolgend durch Kondensation in einer Kühlfalle getrocknet. Die für diesen Prozess benötigte Kühlleistung wird in einem adaptierten Kühlkompressor erzeugt. Über ein Druck-Wechseladsorber-System, das sich anschließt, wird der Restsauerstoff aus dem Wasserstoff entfernt. Hierzu wird der Wasserstoff bei Umgebungstemperatur und erhöhtem Druck durch eine Adsorptionsmittelschüttung geleitet, wobei sich der Sauerstoff als leicht adsorbierbare Gaskomponente an der Oberfläche anreichert, während der geringer oder gar nicht adsorbierbare Wasserstoff die Schüttung passiert.

Die Beladung des Adsorbers kann bis zu einem Gleichgewichtszustand erfolgen. Danach ist dessen Adsorptionsvermögen erschöpft. Um den Gastrennprozess erneut durchführen zu können, ist die Regeneration (Desorption) des beladenen Adsorbers erforderlich, die entweder durch Temperaturanhebung oder, wie bei der Druckwechseladsorption üblich, durch Druckabsenkung erfolgen kann. Um über ein solches Verfahren eine kontinuierliche Produktlieferung gewährleisten zu können, sind zwei parallel betriebene Adsorber integriert. Einer wird dabei zur Gasreinigung eingesetzt, während der andere zeitgleich durch Ausheizen mit einer Leistung von etwa 600 Watt bei einer Temperatur von 120°C mit anschließender Spülung durch Stickstoff regeneriert wird. Die Stickstoffmenge wird auf etwa 10% der max. H_2 Menge eingestellt. Bei dem DPH12 auf ca. 1,2 Nm³/h. Der Durchschnittsverbrauch beträgt etwa 7% N_2.

Im Anwendungsbereich Power-to-Gas wird eine Reinigungsanlage Istwerte-abhängig gefahren, d.h. beim getrockneten Wasserstoff wird der Taupunkt gemessen und bei ansteigendem Feuchtigkeitsgehalt im austretenden Wasserstoff die Trocknersäule umgeschaltet. Ebenso wird der Feuchtigkeitsgehalt im austretenden Regenerationsgas N_2 gemessen. Tritt dieses trocken aus, wird die Regenerationsphase gestoppt. Dadurch wird eine optimale Anpassung der Medienverbräuche (Strom und N_2) an die tatsächlich benötigte Reinigungsleistung, vor allem bei einer stark volatilen Betriebsweise, erreicht. Der Stromverbrauch für die Reinigung eines Nm^3H_2 beträgt etwa 0,05 kWh und der tatsächliche Stickstoffverbrauch ca. 7% vom gereinigten H_2. Wird der Stickstoff vor Ort mit einer PSA (Pressure Swing Adsorption) Anlage erzeugt (siehe Kapitel 5.3.2), so beträgt der gesamte spez. Stromverbrauch für Heizung und N_2 Erzeugung deutlich weniger als 0,1 KWh/Nm³ gereinigtem H_2.

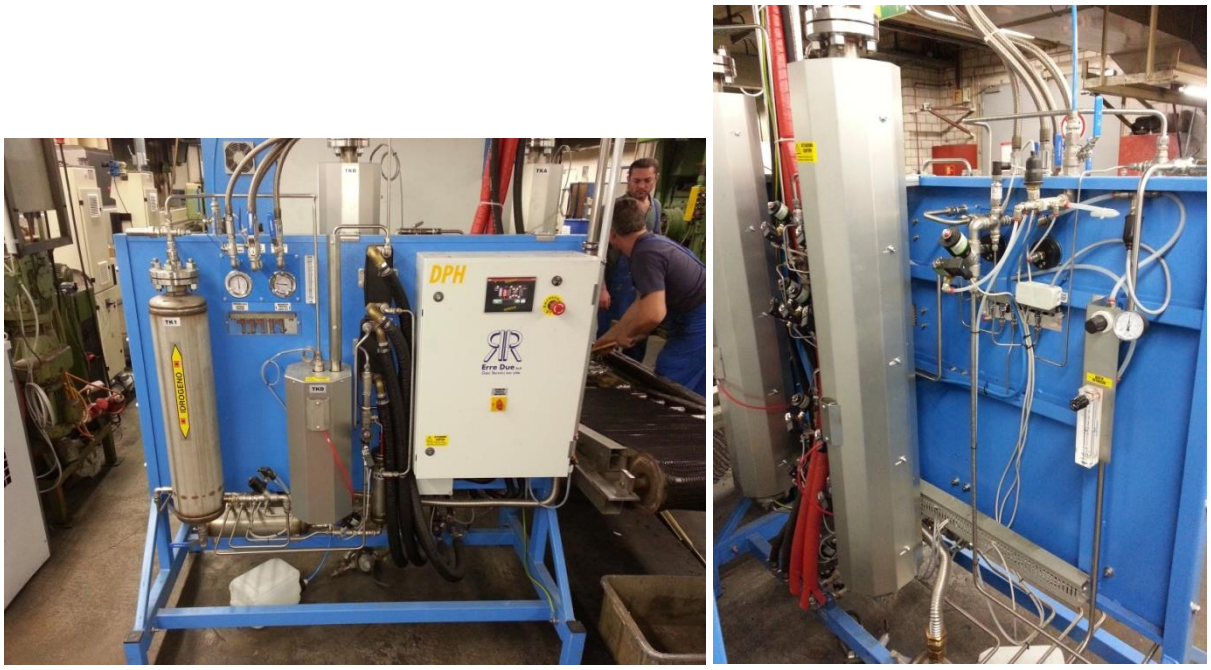


Abbildung 72: Vorderseite (links) und Rückseite (rechts) der Gasreinigung DPH12 bei Fa. Wieland, Pforzheim

Die Abbildung 72 zeigt eine in der industriellen Metallproduktion für die Reinigung von vor Ort erzeugtem Wasserstoff installierte Gasreinigungsanlage DPH12. Der an der linken Seite installierte Metallzylinder beherbergt das ausheizbare Aktivkohlefiltersystem. Im hexagonalen Metallzylinder ist eine Kühlfalle zur weiteren Restfeuchteminimierung installiert. Die Anlagensteuerung mit Mess- und Regeltechnik ist im Schaltschrank an der rechten Seite des Systemracks untergebracht. Wichtige Betriebsparameter des gereinigten Wasserstoffs wie Restfeuchte und Sauerstoffgehalt werden kontinuierlich überwacht und per Datenverbindung an ein übergeordnetes Auswertesystem übermittelt. Sicherheitsrelevante Betriebsparameter werden in kurzen Intervallen ermittelt und führen im Notfall zur schnellen Abschaltung des Systems. Auf der Rückseite der gezeigten Gasreinigungsanlage (Abbildung 72 rechts) sind neben Verrohrungselementen, Ventilen sowie Druck- und Durchflussmessern auch die beiden Adsorbergefäße untergebracht und am linken Bildrand gut zu erkennen.

Das hier gezeigte System ist bei der Firma Wieland in Pforzheim installiert und wird über eine zentral installierte Stickstofferzeugeranlage versorgt. Die Kühlung erfolgt über Kühlwasser mit einer Temperatur von maximal 35°C und einem Volumenstrom von 0,6 Nm^3 bei einem Druck von 2 bis 5 bar. Die notwendigen tiefen Temperaturen von -80°C in der Kondensatorstufe der Wasserstofftrocknung erzeugt das bereits erwähnte zusätzliche Kühlaggregat.

5.3.2 **Luftzerlegung**

Beim Betrieb der für das Energiezentrum vorgesehenen Wasserstofferzeugungsanlage wird an verschiedensten Stellen Stickstoff (N_2) benötigt. Zum einen zum Spülen des Elektrolyseurs bei eventuellen Stillstandzeiten während Wartungsarbeiten und zum anderen für den Betrieb des Gasreinigungssystems. Eine Bereitstellung des Gases über Druckbehälter ist

angesichts des kontinuierlichen Bedarfs und der Menge wenig sinnvoll. Deshalb soll der Sticksoff nach dem bereits in Kapitel 5.3.1 beschriebenen Druck-Wechsel-Adsorptions-Prinzip (PSA; Pressure Swing Adsorption) in einem Stickstoffgenerator vom Typ GNLabT8 von ErreDue vor Ort hergestellt werden.

Der Generator besteht aus zwei Carbonmolekularsiebbetten (CMS), welche die Sauerstoffmoleküle aus der eingepressten Druckluft adsorbieren. Die vorbehandelte Druckluft tritt am Boden des ersten Siebbettes ein und strömt durch die CMS-Säule. Sauerstoff und andere Spurengase werden vom CMS bevorzugt adsorbiert, während der inerte Stickstoff das Siebbett durchströmen kann. Ist das gerade aktive Siebbett nahezu mit adsorbierten Gasen gesättigt, schaltet das System eigenständig auf das zweite bereits regenerierte Siebbett um. Das gesättigte Siebbett wird durch ein schnelles Absenken des Druckes im Behälter regeneriert. Dadurch wird das adsorbierte Gas in die Umgebung abgegeben. Der Stickstoff steht mit einer Reinheit von 99,999% (5.0) und einem Druck von bis zu 9 bar am Ausgang zur Verfügung. Der schematische Aufbau des Stickstoffgenerators ist in Abbildung 73 dargestellt.

Für den Betrieb des Stickstoffgenerators wird vorgereinigte und getrocknete Druckluft mit einem Druck von bis zu 10 bar benötigt. Bei einem nominal erzeugten Volumen von 4 Nl/min (0,24 Nm³/h) Stickstoff liegt der spezifische elektrische Verbrauch bei 40 Wh (0,04 kWh). Die benötigte Druckluft, die auch für den Betrieb pneumatisch betriebener Ventile an anderen Stellen des Gasspeichersystems (Elektrolyseur, Verdichter, Gasmamager) benötigt wird, wird z.B. über einen Druckluftkompressor Boge BK3 erzeugt und bereitgestellt.

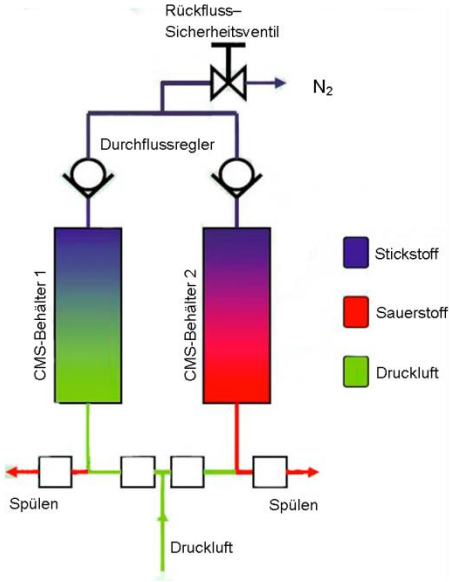


Abbildung 73: Prozess-Schema des PSA-Stickstoffgenerators

5.3.3 Prozesswasser

Als Ausgangsstoff für die Elektrolyse wird eine wässrige Kalilauge (KOH) mit einer typischen Konzentration von 20 - 40 % verwendet. Die kontinuierlich aufbereitete Lauge wird in separaten Tanks bevorratet und dem Elektrolyseprozess zirkulierend zur Verfügung gestellt. Durch

die kontinuierliche Wärmeabfuhr über den Elektrolyten wird der Elektrolyseur gekühlt und kann somit in einem optimalen thermischen Betriebsbereich betrieben werden.

Die der Lauge während des Elektrolyseprozesses entzogene Wassermenge beträgt etwa 0,8 Liter/Nm³ erzeugtem Wasserstoff. Das erforderliche demineralisierte Wasser wird in einer Frischwasseraufbereitung über Umkehrosmose aufbereitet.

5.4 Dynamik (Anfahrbereich und Geschwindigkeit)

Die elektrochemischen Vorgänge in den Elektrolysezellen reagieren praktisch verzögerungsfrei auf Lastsprünge. Die Wasserstofferzeugung folgt einem Leistungseintrag im warmen Zustand des Elektrolyseurs nahezu verzögerungsfrei. Ein Kaltstart des Elektrolyseurs G10 von ErreDue ist laut Angaben des Herstellers bis zum Erreichen des Gasarbeitsdrucks von 12 bar in 3 Minuten abgeschlossen. Für die Dynamik sind die Komponenten des Gesamtsystems der kritische Faktor. Die Zeitkonstanten der nachgeschalteten Systemkomponenten, wie Laugenpumpe, Druckregler oder Produktgas-Separatoren sind in der Regel jedoch wesentlich größer. Daher ist es notwendig, das dynamische Verhalten dieser Komponenten so zu optimieren, dass Lastsprüngen im gesamten Leistungsbereich störungsfrei gefolgt werden kann. Dazu trägt z.B. auch die Optimierung der Wärmekapazität des Systems bei. Bei kleiner Wärmekapazität können z.B. Temperaturtransienten schneller durchschritten werden. Obwohl Lastsprünge von der elektrochemischen Seite kein Problem darstellen, können diese mit der Zeit aufgrund mechanischer Beanspruchungen infolge von Temperaturänderungen zur Lebensdauerreduzierung führen.

Das Abschalten eines alkalischen Elektrolyseurs in den Ruhestrombereich (Standby, Herunterfahren) kann insbesondere bei Druckelektrolyseuren in Folge von Gas-Querdiffusion der in der Anlage verbliebenen Produktgase (H_2, O_2) zu deren Anreicherung im jeweiligen Fremdgas führen. Dadurch wird die Gasreinheit herabgesetzt. Ein Wiederanfahren erfordert bei dem hier ausgewählten Wasserstoffgenerator laut Herstellerangaben aufgrund der verwendeten Elektrodenmaterialien kein aufwändiges Spülen mit einem Inertgas. Häufiges An- und Abfahren des Elektrolyseurs senkt jedoch den energetischen Wirkungsgrad, da durch das Totvolumen und das in der Anfangsphase verunreinigte Gas Gasverluste auftreten. Ferner kann es mit der Zeit durch die Gasrekombination zu Wasser und durch Undichtigkeiten zum Druckabfall kommen. Es kann sich sogar ein Vakuum ausbilden, welches zu einer weiteren mechanischen Beanspruchung der Materialien führt.

Laut Herstellerangaben wird diesen bekannten Problemen über die installierte intelligente Prozessüberwachung begegnet. Die Installation von zwei identischen Wasserstoffgeneratoren zur Erweiterung des Teillastbereichs trägt ebenfalls dazu bei, ungünstige Betriebsmodi zu vermeiden und hilft somit, den Prozess energetisch zu optimieren. Häufiges Herunterfahren in den Standby-Betriebszustand soll durch den Aufbau des Energieversorgungssystems, nicht zuletzt auch durch den Einsatz des elektrischen Kurzzeitspeichers vermieden werden. Auf die Einzelheiten der Auslegung und der erwarteten Betriebsweisen wurde in den Kapiteln 2.4 und 2.6 eingegangen.

5.5 Punkte der Wärmeauskopplung

Zur Gewährleistung optimaler thermischer Bedingungen für den Elektrolyseprozess besitzt das ausgewählte System G10 ein eigenes Wärmemanagement. Über einen Wärmetauscher wird überschüssige Wärme über den zirkulierenden Laugenfluss abgeführt. Um kurze Anfahrzeiten aus dem Standby zu erreichen kann der Elektrolyt umgekehrt auch beheizt und auf Betriebstemperatur gehalten werden. Zur Kühlung des Elektrolyseurs wird ein Kühlmedium bis +35°C mit einem Volumenstrom von 2,2 Nm^3/h und einem Druck von 2 bis 5 bar benötigt.

Auch die Gasreinigungsanlage DPH12 muss über ein Kühlmedium mit einer Temperatur von maximal +35°C und einem Volumenstrom von 0,6 Nm^3/h bei einem Druck von 2 bis 5 bar zwangsgekühlt werden. Die notwendigen tiefen Temperaturen von -80°C in der Kondensatorstufe der Wasserstofftrocknung erzeugt ein zusätzliches Kühlaggregat. Die abgeführten Wärmemengen werden wie in den Kapiteln 3.3 und 11 beschrieben, über Wärmetauscher an das Wärmesystem des Gebäudes abgegeben. Sofern die Wärmebereitstellung sinnvoll ist (Heizperiode), wird sie ggf. über den Pufferspeicher in das Verteilsystem (Heizung) eingespeist. In der übrigen Zeit wird die Prozesswärme über das Solesystem der Wärmepumpe genutzt, um die Temperatur des Erdreichs anzuheben. Ist dieses Reservoir erschöpft, wird sie über einen Tischkühler in die Umgebung abgegeben.

5.6 Automation und Ankopplung an Kommunikation

Alle Geräte und Aggregate der beschriebenen Wasserstofferzeugungskette sind für Steuer- und Regelaufgaben mit eigenen intelligenten Anlagensteuerungen ausgestattet und überwachen und regeln die spezifischen Prozessparameter in autarker Betriebsweise selbstständig. Unzulässige Betriebszustände werden über interne Sensoren erfasst und führen zur Meldung und ggf. zur Abschaltung der Komponenten. Über digitale Schnittstellen können bestimmte Systemparameter wie Drücke, Temperaturen, Stoffflüsse und Gaskonzentration- und Reinheit für Steuer- Regel oder Messwertüberwachungsaufgaben an eine übergeordnete Prozesssteuerung übergeben werden. Ein ferngeschaltetes und automatisiertes An- und Herunterfahren der Anlage ist gewährleistet. Gerade unter Berücksichtigung sicherheitstechnischer Aspekte ist der Wasserstofferzeugungsprozess in Notsituationen automatisiert abschaltbar.

Bei den Elektrolyseuren vom Typ G10 wird die Prozessqualität- und -sicherheit über entsprechende interne Messwertaufnehmer für den Systemdruck in den Separatoren (H_2-Druck, O_2-Druck) sowie der H_2-Volumenstrom und die Gastemperaturen H_2/O_2 überwacht und direkt visualisiert. Der Wasserstoffdruck am Ausgang wird gemessen, geregelt und visualisiert. Sowohl die Stack- als auch die Elektrolyttemperatur werden um die 60°C gehalten und ebenfalls visualisiert.

Alle Parameter (Drücke, Temperaturen, Gasmengen) sowie Statusmeldungen (Ein/ Aus/ Voralarm/ Alarm) und etwa 60 Störmeldungen sind via Busanbindung Profibus oder Modbus mit einer übergeordneten externen Steuerung austauschbar. Eine Messwerterfassung ist

zusätzlich per Ethernet-Anbindung fernübertragbar und bearbeitbar. Ebenso kann die Anlage vor Ort oder aus der Ferne bedient werden, START/ STOP/ RESET sind dabei Standard.

In Tabelle 12 werden wichtige Systemparameter aller Komponenten der Wasserstofferzeugerkette aufgelistet. Diese sind auch an das übergeordnete Prozesssystem übertragbar. Um eine eindeutige Abgrenzung der Systeme von Herstellern und Energiezentrum zu erreichen, erfolgt die Anbindung an das Prozesssystem über eine zwischengeschaltete SPS, die damit quasi als „Übersetzer“ zwischen Herstellersystem und Energiemanagement und die Daten aufbereitet (vergl. Kapitel 8.2).

Tabelle 12: Auswahl übertragbarer Systemparameter der Komponenten

Elektolyseur G10	**Gasreinigung DPH**	**N_2-Generator GNLab**	**Wasseraufbereitung**	**Kühlaggregat**
Modbus	**Modbus**	**Modbus**	**Meldesignal**	**Meldesignal**
H_2-Druck	H_2-Druck	Pressluft-Druck	Wasserdruck Eingang	Medientemperatur Vorlauf
O_2-Druck	Feuchtegehalt	N_2-Volumenstrom	Wasserstand	Medientemperatur Rücklauf
H_2-Volumenstrom	O_2-Konzentration	O_2-Konzentration	Leitfähigkeit	
H_2-Temperatur	H_2-Volumenstrom		Elektrolytkonzentration	
O_2-Konzentration in H_2	N_2-Druck			
Stack-Temperatur	N_2-Volumenstrom			
Elektrolyt-Temperatur				
Elektrolyt-Druck				
Kühlmittel-Druck	Kühlmittelfluss			
Kühlmittel-Temperatur	Kühlmittel-Temperatur			
Pressluft-Druck	Pressluft-Druck	Pressluft-Druck		
Statusmeldungen	Statusmeldungen			

6 Wasserstoffspeicherung

TWS: Aufbau, Abläufe und Kennzeichnung des Gesamtsystems
ISW: Wärmeauskopplung (Übergabe ins Haussystem),
FH SWF: Modellierung des Hydrid-Speichersystems, Messtechnik und Ventile

Gerade beim Thema Wasserstoffspeicherung kommen sehr schnell Fragen nach der technischen Handhabbarkeit insgesamt und dem angenommenen hohen Risiko im Speziellen auf. Dabei werden jährlich weltweit mehr als 500 Mrd. Kubikmeter Wasserstoff sicher gehandhabt und Wasserstoff ist im Bereich der chemischen Industrie ein wesentlicher Grundstoff. Damit eine risikoarme Handhabung des leichten und in einem Konzentrationsbereich zwischen 4 und 75 Volumenprozent zündfähigen Gases gewährleistet ist, sind natürlich die bestehenden Sicherheitsvorschriften zu erfüllen und entsprechende Komponenten und Materialien auszuwählen. Hierauf wird im Folgenden noch näher eingegangen.

Zunächst werden aber in Kapitel 6.1 die einzelnen Speicheroptionen beschrieben, bevor dann in Kapitel 6.2 auf das für das Energiezentrum gewählte Systemdesign eingegangen wird. Auf Basis des spezifischen Designs werden dann die einzelnen Komponenten und ihr spezifischer Aufbau beschrieben. Das Kapitel 6.3 setzt sich mit dem Management des Gesamtsystems (Gasmanager) auseinander und bezieht sich dabei auf den Normalbetrieb der Gasspeicherung. Auf die speziellen Vorkehrungen für die nicht üblichen Betriebszustände und die Sicherheitsaspekte geht dann das Kapitel 6.5 anhand eines ausgesuchten Beispiels ein. Die umfassendere Betrachtung dieser Punkte wurde in den Anhang zum Dokument ausgelagert, um den Text insgesamt lesbarer zu halten.

6.1 Speicheroptionen

Wasserstoff kann wie andere Gase auch in gasförmiger/komprimierter oder flüssiger Form gespeichert werden. Zum Verflüssigen von Wasserstoff ist das Gas bei Normaldruck auf Temperaturen von weniger als 20 K abzukühlen. Dabei wird eine hohe volumetrische Energiedichte erreicht. Allerdings ist die Verflüssigung mit einem hohen Energieaufwand und die Lagerung der tiefkalten Flüssigkeit mit hohen Verdampfungsverlusten behaftet. Da das Lagervolumen bei stationären Anwendungen keine entscheidende Rolle spielt, wurde diese Art der Energiespeicherung im Projekt nicht näher untersucht.

Bei Speicherung in Druckbehältern ergibt sich die gespeicherte Gasmenge in erster Näherung aus dem Produkt von Druck im und Volumen des Druckbehälters. Da Wasserstoff kein ideales Gas ist, sollte die einfache Gleichung aber nur bei geringen Drücken von einigen 10 bar als Näherung verwendet werden. Der energetische wie apparative Aufwand steigt mit zunehmendem Druckniveau immer weiter an.

Eine alternative Speichermöglichkeit bieten sogenannte Hydridmaterialien (siehe auch Kapitel 6.2.2.1). Diese Stoffe nehmen Wasserstoff auf und sind in der Lage, ihn bei Bedarf auch wieder abzugeben. Es gibt hier sehr unterschiedliche Stoffgruppen mit einer breiten Variation in den Eigenschaften. Seit längerem erprobt und auch hinsichtlich der vorliegenden Spezifikationen für den konkreten Fall geeignet sind Metallhydride auf Titan-Mangan-Basis. In diesen Materialien werden ohne hohen Energieaufwand Speicherdichten erreicht, die höher

sind als bei der Verflüssigung und es treten während der Aufbewahrungszeit keine Gasverluste auf. Allerdings sind größere Speichervolumen bisher auf wenige, meist militärische Anwendungen begrenzt. Wegen der hohen Kosten für das Speichermaterial sind auch die Systemkosten im Vergleich zur Druckgasspeicherung noch sehr hoch.

Da beim Energiezentrum die Gesamteffizienz des Systems eine wesentliche Maßgabe darstellt, sollte bei der Gasspeicherung ein System eingesetzt werden, das nach Möglichkeit keinen zusätzlichen Energieverbrauch zur Folge hat. Vor dem Hintergrund der aktuellen Situation bei den Hydridspeichern kann dies nur über eine Druckgasspeicherung auf möglichst niedrigem Druckniveau erreicht werden. Wie in Kapitel 5.2 gezeigt, ist es aktuell kein Problem, Wasserstoff über Elektrolyse auf einem Druckniveau von 30 bar zu erzeugen, so dass zunächst ein System mit einem solchen Elektrolyseur und ohne weitere Verdichtung in Erwägung gezogen wurde.

Dabei ergeben sich aber zwei Probleme:

1. Bei der Übergabe von Wasserstoff in den mobilen Bereich wird aktuell von den Fahrzeugen ausgegangen, die die FH SWF entwickelt hat und die weiter entwickelt werden sollen. Diese speichern den Wasserstoff in Metallhydriden und sind beim Tanken auf einen Druckbereich von mindestens 25 bar bis maximal 50 bar angewiesen. Damit wäre das maximale Druckfenster bei 30 bar mit einem ΔP von 5 bar relativ gering und bei der sicher häufig anzutreffenden Teilbefüllung der Großtanks gar nicht zu garantieren. In der Folge müsste also im Tankstellenbereich mit einem Verdichter gearbeitet werden. Damit fallen diese Investitionskosten doch an und es wird ein relativ unüblicher, kleiner Verdichter benötigt, für den geringe Laufzeitintervalle kein Problem darstellen.
2. Nach den vorliegenden Berechnungen sollte dem Versorgungssystem ein Wasserstoffvolumen von ca. 12.000 m^3 zur Verfügung stehen (siehe Kapitel 2.3). Bei einem Betriebsdruckfenster von 25 bar (5 bar; Mindestdruck und 30 bar; Maximaldruck) entspricht das grob einem geometrischen Volumen von 480 m^3. Die größten industriell gefertigten Tankbehälter, die gerade noch auf der Straße transportabel sind, weisen ein Volumen von 95 m^3 auf (siehe Kapitel 6.2.1). Damit wären 5 Behälter erforderlich. Wird das mögliche Druckfenster der Tanks von 40 bar genutzt (5 bar; Mindestdruck und 45 bar; Maximaldruck) reduziert sich das Volumen auf 300 m^3. Mit geringen Abstrichen (11.400 m^3 Speichermenge) genügen also drei Behälter.

Vor dem Hintergrund, dass ein Behälter einem Invest von ca. 100.000 € entspricht und ein Verdichter zumindest für Teilmengen unumgänglich ist, wurde letztendlich ein System entwickelt, das auf einen zentralen Verdichter zurückgreift und über eine geschickte Betriebsweise den Energieaufwand für die Verdichtung minimiert. Die Bausteine und die Funktion des Systems werden in den folgenden Kapiteln beschrieben.

6.2 Gewähltes Systemdesign

Abbildung 74 zeigt ein vereinfachtes Blockschema der Wasserstoffspeicherung. Der im Elektrolyseur erzeugte Wasserstoff wird zunächst auf dem Betriebsdruck des Elektrolyseurs (12 bar) in einen Vorspeicher geleitet. Von hier aus ist zum einen eine direkte Versorgung

der Rückverstromung (Brennstoffzelle) möglich oder das Gas wird verdichtet. Der Verdichter füllt vorrangig den Pufferspeicher, der in erster Linie für die Betankung von Fahrzeugen oder für Betankungsexperimente im Labor zur Verfügung steht. Weiteres Gas wird dann in die Hauptspeicher (Gasdruckspeicher und Hydrid-Speicher) geleitet. Nach einer entsprechenden Entspannung steht das Gas wieder zur Rückverstromung oder zur Nutzung im Labor zur Verfügung. Auf die konkrete Auslegung und Funktionsweise der Anlage im Normalbetrieb wird näher in Kapitel 6.3 eingegangen. Hier soll zunächst eine kurze Beschreibung der einzelnen Systemblöcke insbesondere im Hinblick auf ihre technischen Eigenschaften erfolgen.

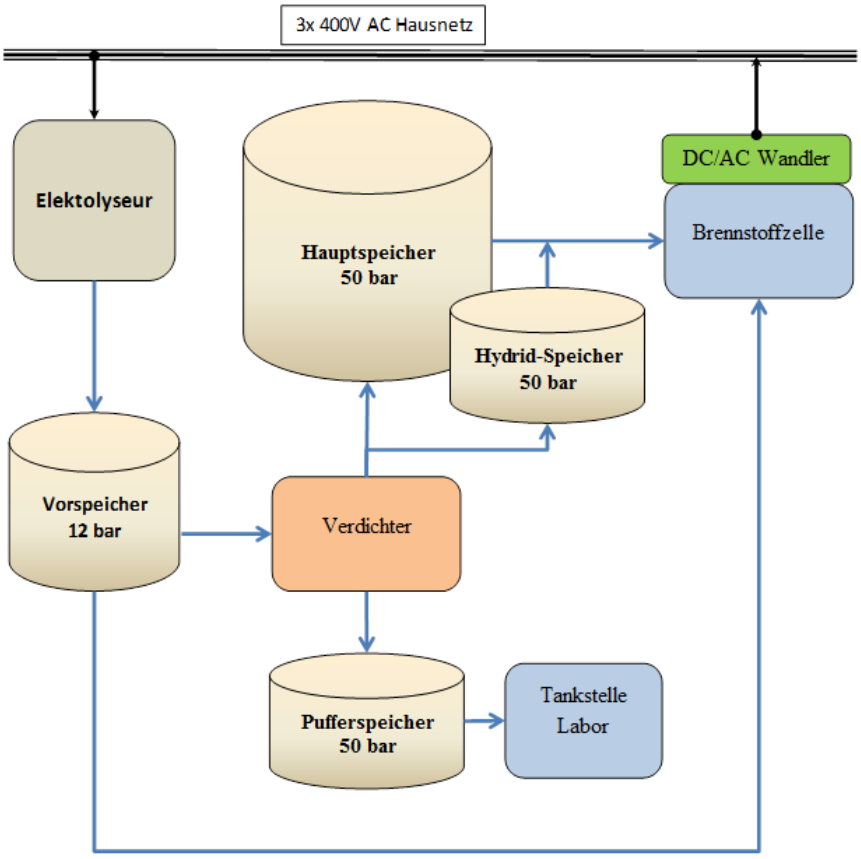


Abbildung 74: Blockschema der Wasserstoffspeicherung

6.2.1 Druckspeicher

Bei den Vor-, Haupt- und Pufferspeichern handelt es sich um konventionelle Speicherbehälter aus Stahl, wobei der Hauptspeicher aus insgesamt drei gleichen, unabhängigen Behältern besteht. Aus technischer Sicht ist es nahezu gleichgültig, ob die Behälter liegend oder stehend aufgestellt werden. Die stehende Montage ist in Bezug auf die Statik und die Befestigung etwas aufwendiger, benötigt aber auch weniger Platz. Allerdings sind die Unterschiede im Platzbedarf nicht allzu groß, da bei einer vertikalen Montage Aufstellraum für ein Gerüst mit eingeplant werden muss. Dies wird zur Sicherung der Zugänglichkeit bei technischen Prüfungen benötigt. Nach den vorliegenden Plänen des Architekten sollen die Speicher ste-

hend montiert werden (siehe Abbildung 47). In dieser Form übernehmen sie eine Funktion als Landmarke, die weithin sichtbar ist, und sind auch in die Gestaltung der ganzen Liegenschaft mit eingebunden.

Alle Behälter werden vom Hersteller nach vorgegebenen Spezifikationen gefertigt. Wesentliche Angaben sind dabei Maximal- und Minimaldruck, die maximale Druckspanne im Betrieb, die Häufigkeit, mit der die Spanne durchlaufen wird (Zyklenfestigkeit), sowie Fertigungsdetails wie Schweißnahtausführung oder Rundheit. Die Behälter werden vom Lieferanten in einem geprüften Zustand angeliefert und sind in der Regel mit Stickstoff gefüllt. Je nach Lieferant können die Behälter zur Inbetriebnahme evakuiert werden oder der Stickstoff muss durch mehrere Spülvorgänge mit Wasserstoff verdrängt werden. In Tabelle 13 sind die Kenndaten der Druckspeicher im Hinblick auf das Speichervolumen zusammengestellt. Tabelle 14 gibt Einblick in wesentliche technische Kenngrößen wie z.B. Maße und Gewichte. Bezüglich der Auslegung der Behältergrößen sei hier noch mal auf Kapitel 6.3 verwiesen.

Tabelle 13: Speichervolumen und Druckbereich der Behälter

Bezeichnung	Geom. Volumen [m³]	Betriebs-triebs-druck [bar]	maximales Speicher-volumen [m³]	Druckbereich [bar]	nutzbares Speicher-volumen [m³]
Vorspeicher	4	12	48	4-12	32
Hauptspeicher 1	95	45	4.275	5-45	3.800
Hauptspeicher 2	95	45	4.275	5-45	3.800
Hauptspeicher 3	95	45	4.275	5-45	3.800
Pufferspeicher	1,6	45	72	25-45	32
Summe	**290,6**		**12.946**		**11.464**

Tabelle 14: wesentliche technische Spezifikationen der Druckbehälter

Bezeichnung	Ø [m]	Behälter-länge [m]	Aufstellhöhe [m]	Gewicht [kg]
Vorspeicher	1,4	2,3	3,8	1.460
Hauptspeicher 1	2,8	18,12	19,0	39.400
Pufferspeicher	1,0	1,95	3,3	850

6.2.2 **Hydrid-Speicher**

Neben den konventionellen Druckbehältern soll auch ein Hydrid-Speicher in das System eingebunden werden. Mit einem Speichervolumen von 2.500 m^3 stellt dieser Speicher eine Forschungsoption dar, da solche Größen außer für militärische Anwendungen bisher nicht her-

gestellt werden. Das Konzept wurde so aufgebaut, dass der Speicher an das System angeschlossen werden kann und alle Möglichkeiten zum Test von Speicher und Betriebsweisen bestehen. Für die Funktion des Gasspeichers im Versorgungssystem des Energiezentrums ist der Hydrid-Speicher allerdings nicht erforderlich. Im Sinne der angestrebten Gesamteffizienz gilt dies nicht nur in Bezug auf die Wasserstoffspeicherung, sondern auch für das thermische Management und die Einbindung in das Heizungs- und Kühlsystem.

Nachfolgend werden Prinzip, Grundüberlegungen und die geplante technische Umsetzung näher erläutert.

6.2.2.1 Speichermaterial

Metallhydride entstehen durch die Reaktion von Metallen, intermetallischen Verbindungen oder mehrphasigen Legierungen mit Wasserstoff. Da es sich bei dieser Absorption um eine exotherme Reaktion handelt, ist es notwendig, die entstehende Wärme abzuführen. Im Gegensatz hierzu ist die Desorption des Wasserstoffs ein endothermer Prozess.

Metallhydride lassen sich, abhängig von der Temperatur bei der sich ein Desorptionsdruck von 1 bar einstellt, in Tieftemperaturhydride (-30 °C bis 50 °C), Mitteltemperaturhydride (100 °C bis 200 °C) und Hochtemperaturhydride (über 200 °C) einteilen. Da das im Energiezentrum vorgesehene Wärmemanagementsystem in einem für Heizungssysteme üblichen Wärmebereich von 27 °C bis 45 °C arbeitet, ist hier die Verwendung eines Tieftemperaturhydrids ideal, da so die für die Desorption benötigte Wärme aus dem Heizungssystem entnommen und die Absorptionswärme dem Heizungssystem zugeführt werden kann. Ein typisches Tieftemperaturmetallhydrid stammt aus der Gruppe der intermetallischen Verbindungen, beispielsweise $TiMn_2$ und $LaNi_5$.

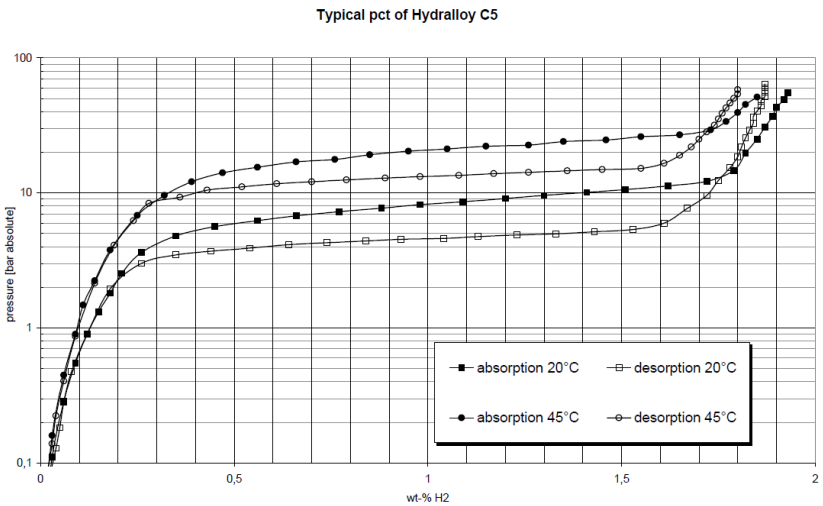


Abbildung 75: KDI-Kurve von Hydralloy C5

Auf dem europäischen Markt gibt es zwei große Hersteller von Metallhydriden, die Firma Treibacher Industrie AG aus Österreich und die Firma GfE aus Deutschland. Auf Grund der in Forschungsprojekten der Fachhochschule Südwestfalen gewonnenen Erfahrungen wurde

eine $TiMn_2$ Legierung der Firma GfE mit dem Markennahmen „Hydralloy C5“ als Speichermaterial gewählt.

Zur Beurteilung der Wasserstoffspeicherungseigenschaften von Metallhydriden werden sogenannte KDI-Kurven erstellt. In diesen wird der sich bei der Absorption und Desorption einstellende Druck gegen die gespeicherte Wasserstoffmenge in (Gew.-%) aufgetragen.

Abbildung 75 zeigt die KDI-Kurve für das Material Hydralloy C5 mit Adsorptions- bzw. Desorptionskurven jeweils bei Temperaturen von 20 °C und 45 °C. Aus der KDI-Kurve ist ersichtlich, dass die Speicherdichte abhängig von dem Druck des Wasserstoffs und der vorliegenden Temperatur ist. Im vorliegenden System wird dem Metallhydridspeicher durch den Verdichter Wasserstoff mit einem Druck von bis zu 45 bar zur Verfügung gestellt. Bedingt durch den Druckabfall im Rohrleitungssystem wird sich im Speicher jedoch ein geringerer Druck einstellen. Im vorgegebenen Temperaturbereich kann so eine maximale Speicherdichte von 1,8 Gew.-% bis maximal 1,9 Gew.-% erreicht werden. Bei der Desorption sollte der Druck nicht unter 5 bar fallen. Um eine möglichst tiefe Entladung zu ermöglichen, sollte der Speicher dabei auf eine Temperatur von etwa 45 °C aufgeheizt werden. Die erreichbare Restspeicherdichte kann so bis auf etwa 0,2 Gew.-% sinken. Bedingt durch die Beladungs- und Entladungskinetik des Speichermaterials und weiteren Effekten wird die maximale Speicherdichte für die weiteren Betrachtungen mit 1,7 Gew.-% und die minimale Restspeicherdichte mit 0,3 Gew.-% angenommen.

Die genannte Metallhydridlegierung ist als Granulat in unterschiedlichen Korngrößen erhältlich. Da es während der Wasserstoffabsorption zu einer Ausdehnung des Metallgitters kommt, zerfällt dieses Granulat bei der erstmaligen Beladung mit Wasserstoff durch die auftretenden strukturellen Spannungen in ein feines Pulver. Dennoch empfiehlt es sich, ein Granulat mit einer relativ geringen Korngröße von 3 – 5 mm zu verwenden, damit das zur Verfügung stehende geometrische Volumen des Speichers soweit möglich genutzt werden kann.

6.2.2.2 Dimensionierung und Auslegung

Für den Metallhydrid-Speicher ist ein Gesamtvolumen von 2.500 Nm³ vorgegeben. Damit berechnet sich die benötigte Metallhydridmasse zu 13,22 t. Wird die Limitierung durch die erreichbare Restspeicherdichte berücksichtigt, ergibt sich ein nutzbares Speichervolumen von 2.060 Nm³. Die Differenz an Wasserstoff verbleibt, nach der Aufnahme während der Aktivierung, dauerhaft gebunden im Speichermaterial.

Wie bereits erläutert, ist es notwendig, das Speichermaterial zu erwärmen bzw. zu kühlen. Bedingt durch die verhältnismäßig geringe Menge an Wasserstoff im Vergleich zum Speichermaterial ist es nicht möglich, das Wärmemanagement des Speichers über eine Kühlung, bzw. Erwärmung des Wasserstoffes zu realisieren. Es ist daher notwendig, den Behälter mit einem Wärmeübertrager auszustatten. Die möglichen Wärmeübertragertechnologien lassen sich grob in zwei Gruppen einteilen, die Außen- und die Innenkühlung. Um eine gute Wärmeübertragung zu realisieren, weist ein geeigneter außengekühlter Behälter einen geringen Durchmesser auf und wird von einem Fluid mit einer hohen Wärmekapazität umströmt. Ein geeigneter innengekühlter Behälter ermöglicht größere Behälterdurchmesser, jedoch wird

mit steigendem Durchmesser die Wärmeübertragergeometrie deutlich komplexer. Eine konstruktiv gut realisierbare Version ist hier ein Wickel- oder Rohrbündelwärmeübertrager. Der Wickelwärmeübertrager müsste jedoch bei zunehmendem Durchmesser aus mehreren miteinander kombinierten Spiralen bestehen. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass ein außengekühlter Behälter einen geringeren konstruktiven Aufwand aufweist, ein innengekühlter Behälter jedoch einen geringeren Platzbedarf. Bei einem innengekühlten Behälter übersteigt der Kostenaufwand für den Wärmeübertrager allerdings in der Regel die Kosten für den eigentlichen Behälter. Basierend auf diesen Überlegungen und auf Grund der großen Dimensionierung des geplanten Metallhydrid-Speichers wurde ein außengekühlter Behälter gewählt. In diesem wird das Metallhydrid in geeignete rohrförmige Behälter gefüllt, welche in ein Wasserbad eingebracht werden. Das Wasserbad stellt hierbei das Kühl- und Heizmedium dar. Die einzelnen Speicherrohre werden waagerecht und senkrecht in einem Raster angeordnet und hierbei in Module zusammengefasst. Die Module werden nacheinander mit Wasserstoff beladen, um auch bei einem nur teilweise gefüllten Speicher eine gute Desorbierbarkeit zu ermöglichen. Zum anderen wird so im Fall eines Fremdgaseintritts eine Kontamination des gesamten Speichermaterials vermieden. In Abbildung 76 ist die Aufteilung im Fließbild dargestellt. Ein Vorteil des Wasserbades ist es, dass der Speicher, bedingt durch die große Wärmekapazität des Wasserbades und der damit verbundenen geringen Temperaturerhöhung, ein gutes Absorptionsverhalten aufweist.

Als Material für den Speicherbehälter ist ein austentitischer Stahl besonders geeignet, da hier keine Gefahr der Wasserstoffversprödung besteht. Ideal sind hier die Stahlsorten 1.4571 (AISI 316Ti) und 1.4404 (AISI 316L). Für die Auslegung wird der aktuell üblichere Stahl 1.4404 herangezogen.

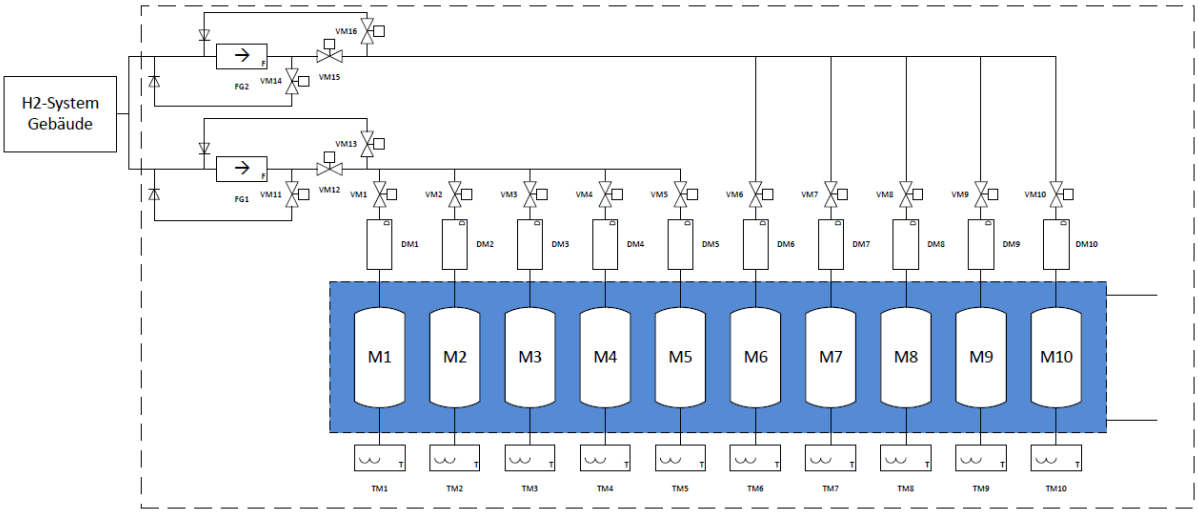


Abbildung 76: Fließbild des Metallhydridspeichersystems

Mittels eines Wärmeübertragungsmodells für die durchschnittliche Beladungsdauer von Metallhydridspeichern [13] wurde in einem nächsten Schritt der Durchmesser der einzelnen Speicherrohre dimensioniert. Als beste Kombination erweist sich hier eine Aufteilung in 10 Module mit jeweils 27 Rohren mit einem Innendurchmesser von jeweils 100 mm und einer

Länge von etwa 2.056 mm. Die Rohrlänge wurde auf diesen Wert begrenzt, um ein problemloses Handling beim Füllen mit der Metallhydridlegierung und ggf. anfallenden Wartungsarbeiten zu ermöglichen. Unter Anwendung der AD2000 Merkblätter wurden die Speicherrohre dimensioniert und die benötigte Wandstärke zu 2,5 mm bestimmt. Mit dieser Dimensionierung erhöht sich das Gesamtvolumen auf 2.583 Nm³, das Nutzvolumen auf 2.127 Nm³ und die Metallhydridmasse auf 13,66 t.

Die einzelnen Speicherrohre sind jeweils mit einem Sinterfilter auszustatten, um einen Austrag der Metallhydridlegierung beim Entladen zu vermeiden. Solche Filter werden beispielsweise von der Firma GKN Sinter Metals Filters angeboten. Vorgesehen ist ein Sinterfilter mit einer Länge von etwa 250 mm. Um eine effektivere Fertigung zu ermöglichen, weisen die geplanten Speicherrohre nur eine Verschwächung auf, welche am oberen Klöpperboden positioniert wird. Durch diese wird das Rohr zunächst mit der Metallhydridlegierung zu etwa 83 % befüllt. Die Rohre werden nicht vollständig gefüllt, da sich die Metallhydridlegierung während der Wasserstoffabsorption ausdehnt. Anschließend wird der Sinterfilter durch den oberen Boden eingeschraubt und daraufhin die Verbindung zum Wasserstoffrohrsystem hergestellt. Je Modul verfügt ein Speicherrohr über eine zusätzliche Verschwächung am unteren Klöpperboden zur Montage eines Temperaturfühlers mittels Einschraubverschraubung. Zur Temperaturüberwachung in der Metallhydridschüttung ist ein Sensor ausreichend, da sich die Rohre eines Moduls annähernd identisch verhalten.

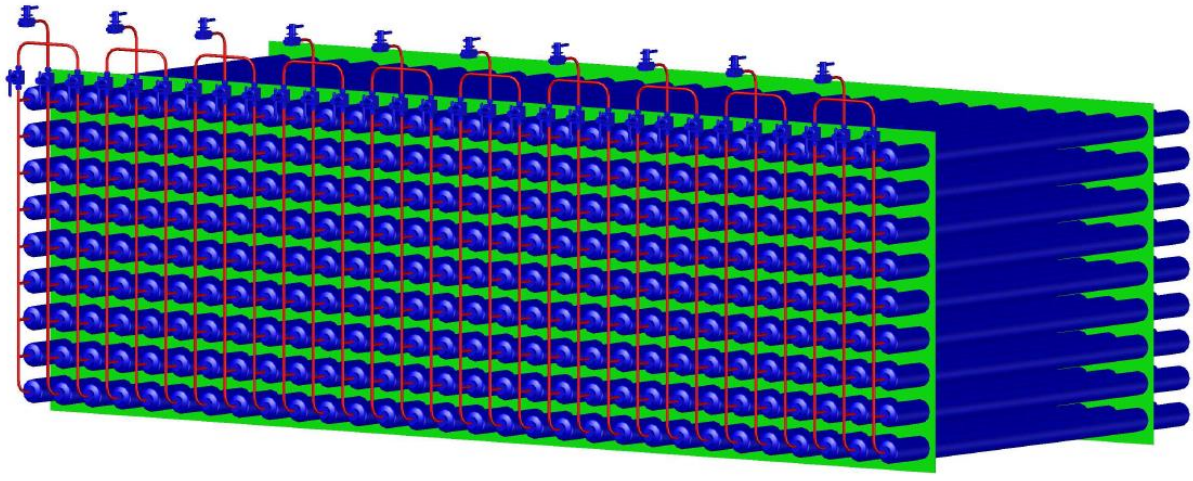


Abbildung 77: 3D-Modell des Wasserstoff-Hydrid-Speichers

Es werden jeweils 5 Module an einem Strang zusammengefasst. Dabei ist jedes Modul mittels Magnetventilen einzeln abschaltbar. Dieser Aufbau ist zusammen mit den Steuerventilen und den Messeinrichtungen im Fließbild der Abbildung 76 gut zu erkennen. Abbildung 77 veranschaulicht das mechanische Aussehen des Gesamtsystems in Form einer 3D-Darstellung. Der Aufbau ermöglicht es, immer zwei Module kontrolliert, d.h. mit separater Flussmessung und -reglung, zu beladen. Diese Maßnahme ist auf Grund der Beladungskinetik des Metallhydrids notwendig. Die Wasserstoffaufnahme kann näherungsweise mit einer abfallenden e-Funktion beschrieben werden, d.h. zum Beginn der Beladung ist das Speichermaterial in der Lage, sehr viel Wasserstoff zu absorbieren, was mit sehr großen mögli-

chen Flüssen einhergeht. Der sich einstellende Fluss wird hier in der Regel durch die Wasserstoffquelle begrenzt. Zum Ende der Beladung hin werden nur noch geringe Mengen Wasserstoff aufgenommen. Um dennoch die Speicherrohre vollständig zu beladen, ist folgendes Beladeschema vorgesehen: Zunächst wird lediglich ein Modul an Strang 1 mit Wasserstoff beladen. Sinkt die Wasserstoffaufnahme unter den vom Elektrolyseur zugeführten Fluss, schaltet das Steuerungssystem nun ein Modul des Strangs 2 hinzu. Der Wasserstoff wird nun von beiden Modulen aufgenommen und das erste Modul kann vollständig beladen werden. Für die Überwachung der Wasserstoffflüsse sind Flussmesser der Firma Bronkhorst vorgesehen. Somit ist der Gasmanager in der Lage, den Füllstand des Speichers zu überwachen. Eine weitere Möglichkeit wäre bei ruhenden Modulen, also vollen oder leeren Modulen, die Umgebungstemperatur angenommen haben, über Temperatur und Druck abhängig von KDI-Kurven den Füllstand zu berechnen. Diese Methode muss aber zunächst noch auf ihre Genauigkeit hin untersucht werden.

Wie bereits erläutert, wird die Außenkühlung über ein Wasserbad realisiert. Werden die Rohre in einem Raster von 30 horizontalen und 9 vertikalen Elementen angeordnet, ergibt sich mit den nötigen Abständen für Verrohrung und die Umströmung der Speicherrohre eine Wanne mit den Innenmaßen (L*B*H) 4700 mm * 2460 mm * 1450 mm. Nach Abzug der Volumina der Speicherrohre, der Verrohrung und der notwendigen Haltestruktur verbleibt ein Wasservolumen von etwa 11,2 m^3.

Für den Aufbau des Wasserbades empfiehlt sich eine Betonwanne, welche mit einer Isolierschicht versehen wird, um Wärmeverluste so weit wie möglich zu reduzieren. Die Betonwanne wird nach oben offen ausgeführt und mit abnehmbaren Paneelen beispielsweise aus Stahlblech, welches ebenfalls eine Isolationsschicht erhält, verschlossen. Diese Paneele gewährleisten eine einfache Zugänglichkeit für den Einbau und die Wartung der Speichermodule. Zur Aufnahme der Steuerungselektronik ist an der Wanne ein entsprechender witterungsgeschützter Raum vorgesehen.

Jedes Modul ist in drei Untermodule/Stränge unterteilt. Diese bestehen aus jeweils 9 übereinander angeordneten Rohren. Mittels Kugelhähnen kann jedes dieser Untermodule einzeln abgetrennt werden. Dadurch ist es beim Aufbau des Speichers möglich, die einzelnen Untermodule separat zu montieren, aufzureinigen und erstmalig mit Wasserstoff zu beladen. Dieser Schritt ist notwendig, damit keine Verunreinigungen in das Gassystem gelangen können und eine kontrollierte Inbetriebnahme im Labor möglich ist. Zusätzlich lassen sich die einzelnen Untermodule für Wartungs- und Reparaturarbeiten im Fall eines Fremdgaseintritts so einzeln entnehmen. Die Untermodule weisen jeweils ein Gewicht von etwa 600 – 700 kg auf. Für das Handling der Rohre muss daher ein geeignetes Hebezeug vorgesehen werden. Eine Möglichkeit ist ein Säulenschwenkkran, welcher das Untermodul anheben und auf ein angepasstes Fahrgestell absenken kann. Als alternative Möglichkeit kann ein speziell angepasstes Hubwerkzeug in Form eines Transportwagens, welcher gleichzeitig über eine Hebevorrichtung verfügt, vorgesehen werden. Dieser Transportwagen könnte vergleichbar zu einem Portalkran längs über der Kühlwanne verfahren, genau über dem jeweiligen Untermodul positioniert werden und dieses direkt in eine Halteschiene anheben. Anschließend ist der Transport in das Labor möglich, wo dieser Transportwagen gleichzeitig als Halterahmen für

die anfallenden Arbeiten dient. Um dieses Handling zu ermöglichen, müssen rund um die Kühlwanne entsprechende befahrbare Flächen vorgesehen werden.

Aus Gründen des Explosionsschutzes und bedingt durch die Druckspeicherverordnung wird der Metallhydridspeicher zusammen mit den Drucktanks innerhalb der Druckbehältersicherheitszone des Energiezentrums positioniert (siehe Abbildung 79). Bei der Auslegung der Hebewerkzeuge ist daher zu beachten, dass diese den Sicherheitsanforderungen entsprechend ausgeführt werden. Die Druck- und Flussmesser, sowie die Magnetventile sollten den Anforderungen der Ex-Schutzzone 2 entsprechen.

6.2.2.3 Einbindung ins Wärmemanagementsystem

Unter Berücksichtigung der Masse des Metallhydrids, der Masse der Einbauten und des im Speichersystem enthaltenen Wassers ergibt sich eine speicherbare Wärmemenge pro Kelvin Temperaturerhöhung von 15,6 kWh/K.

Bei einer vollständigen Beladung des Nutzvolumens des so geplanten Speichers wird eine Wärmemenge von etwa 805 kWh frei. Mit dem maximalen Wasserstoffstrom ergibt sich dabei eine Dauer von 161 h für eine Vollbeladung des gesamten Speichers. Der anfallende maximale Wärmestrom beträgt somit 5 kW. Daraus ergibt sich für die maximale Temperaturerhöhung unter der Annahme, dass der Behälter ideal isoliert ist, ein Wert von $\Delta T = 0{,}32$ K. Bei dieser sogenannten Grädigkeit ist eine direkte Nutzung der Energie über Wärmetauscher nicht möglich. Um die Temperaturdifferenz zu erhöhen, wäre eine Aufteilung des Behälters in viele kleine Untereinheiten erforderlich. Würde jedes Modul in einer eigenen Wanne untergebracht, läge die Temperaturdifferenz bei maximal $\Delta T = 3$ K. Jedoch ist hierfür ein erheblicher baulicher Mehrauffand bei der Einbindung in das Wärmemanagementsystem notwendig. Mit der Unterteilung in noch kleinere Module ließe sich die Temperaturdifferenz weiter erhöhen, jedoch müsste in diesem Fall der Speicherrohrdurchmesser reduziert werden. Dadurch würde der konstruktive Mehraufwand noch einmal deutlich erhöht, da eine kleinere Moduleinheit mit den gewählten Speicherrohren nicht mehr in der Lage wäre, den gesamten Wasserstoff ausreichend aufzunehmen.

Bedingt durch die geringe Grädigkeit ist es problematisch, den Metallhydridspeicher über Wärmeübertrager direkt an das Wärmemanagementsystem zu koppeln. Die hohe Wärmekapazität der Konstruktion ist jedoch ideal geeignet, um den Metallhydridspeicher als Wärmepufferspeicher in das Wärmesystem einzubinden. So kann trotz des geringen Temperaturhubs die vorhandene Wärmemenge noch effektiv genutzt werden.

6.2.3 **Verdichter**

Wie bereits erwähnt, kommt im Speichersystem ein zentraler Verdichter zum Einsatz. Dieser muss den auf einem Druckniveau 12 bar erzeugten Wasserstoff auf einen Druck von ca. 45 bar verdichten. Die zu bewältigende Wasserstoffmenge sollte dabei in etwa der maximalen Produktionsrate des Elektrolyseurs von 13,2 Nm^3/h entsprechen. Es wurden mehrere Verdichtungsmethoden und unterschiedliche Hersteller hinsichtlich der Eignung und der entstehenden Investitions- und Wartungskosten untersucht. Nachdem die Verdichtung über Maschinen mit Flüssigkolben (ionische Verdichter) aufgrund der genannten hohen Investiti-

onskosten aber auch der exorbitanten Wartungskosten nicht in Frage kommt, verbleiben als technischer Ansatz eigentlich nur noch Metallmembranverdichter. Diese werden industriell hergestellt und sind auch für den industriellen Einsatz geeignet. Nach der Auswertung einzelner Angebote, der vom Konzept her vergleichbaren Maschinen fiel die Wahl wegen der um 20% geringeren Investitionskosten auf das Verdichtersystem D100VE der Firma SERA. Einzelheiten zum vorgesehenen Betrieb und zur Einbindung in das System des Gasmanagers wurden mit Vertretern der Firma SERA besprochen.

Tabelle 15: technische Parameter des Verdichters D100VE der Firma SERA

Bezeichnung	Parameter
Gas:	H_2, dry, free of solids
Inlet temperature (gas):	app. 20° C
Suction pressure:	8 – 12 bar (g)
Final pressure:	50 bar (g)
Capacity:	app. 15 Nm³/h
Installation:	indoor, antifreeze protected
Ambient temperature:	+5°C up to +30° C
Zone:	2
Gas group:	IIC
Category:	3G
Temperature class:	T4
Requ. Cooling water flow:	app. 270 l/h from customer´s cooling loop cw free of solids + free of aggressive ingredients cw inlet pressure min. 2 bar g max 5 bar g cw - inlet temp. max. 35°C
Expected sound pressure level:	max. 80 dB(A)

Die Metallmembran des Verdichters wird hydraulisch über einen per Kolbenhub oszillierend aufgebauten Öldruck angetrieben. Der mehrlagige Schichtaufbau der Metallmembran verhindert, dass der zu komprimierende Wasserstoff diffusionsbedingt weder nach Atmosphäre austreten, noch mit der Hydraulikflüssigkeit in Berührung kommen kann. In die Membran ist ein Sensor zur Erkennung von Membranbrüchen eingearbeitet. Der Hydraulikkolben wird üblicherweise über ein Exzenter-Pleuel-System bewegt. Als Antrieb wird ein Asynchron-Drehstrommotor mit fester Drehzahl eingesetzt. Der Leistungsbedarf des Verdichters an der Antriebswelle des Motors ist 40% geringer als die Motornennleistung. Die Motordimensionierung ist so ausgelegt, dass der Verdichter während des Startvorgangs auch gegen den maximalen Druck angefahren werden kann. Dadurch werden kostenverursachende und mit Gasverlusten behaftete Druckentlastungssysteme vermieden. In den Aufbau des Verdichters

ist ein Überbrückungsventil integriert. Dadurch ist es möglich, Wasserstoff von der Niederdruckseite aus direkt in die Hauptspeicher zu leiten. Diese Funktion ist hilfreich beim Anfahren der Anlage und kann auch zum Spülen der Rohrleitungen verwendet werden. In Tabelle 15 sind die wesentlichen technischen Parameter des Verdichters zusammengestellt.

Das Betriebsgeräusch der Maschine ist mit 80dB(A) sehr hoch. Aus diesem Grund muss der Verdichter zum Schallschutz in einem entsprechenden Raum untergebracht werden. Dadurch entfällt auch der Witterungseinfluss, so dass bei verschiedenen Elementen eine vereinfachte Ausführung gewählt werden kann. Auf die vorgesehene Unterbringung in einem Container geht Kapitel 6.2.4 noch näher ein. Die bei der Kompression des Wasserstoffs im Verdichter entstehenden systemspezifischen Verluste müssen thermisch abgeführt werden. Wie der Tabelle 15 zu entnehmen ist, wird ein Kühlmedium mit einem Volumenstrom von 270 Litern/h und einem Druck von mindestens 2 bar und maximal 5 bar mit einer maximalen Temperatur von +35°C benötigt. Da der Medienkontakt direkt, d.h. ohne Wärmetauscher erfolgt, sind geeignete Filter vorzuschalten. Die speziellen technischen Anforderungen wurden bei der Einbindung in das Kühlsystem berücksichtigt. Da nur ein Teil der Verdichtungswärme über das Kühlwasser abgeführt werden kann, ist der Aufstellraum des Verdichters permanent zu entlüften. Aus diesem Grund kann auch auf eine Zusatzheizung zur Sicherung der Mindesttemperatur im Winter verzichtet werden.

Alle wichtigen Maschinenparameter (Öldruck, Öltemperatur, Kühlmitteldruck, Kühlmitteltemperatur, Membranzustand) werden ständig über entsprechende Sensoren überwacht. Die Auswertung, Protokollierung und das Auslösen entsprechender Reaktionen wird durch die Steuerung des Gasmanagers übernommen. Die entsprechenden Ablaufdiagramme werden von der Firma SERA zur Verfügung gestellt. Die erforderlichen Datenpunkte wurden bei der Zusammenstellung der Steuerung bereits berücksichtigt (Tabelle 19).

6.2.4 **Aufstellung des technischen Equipments**

Größere Wasserstoffmengen in geschlossenen Räumen unterzubringen, stellt erhöhte Anforderungen an Überwachung und Sicherheitstechnik. Deshalb werden gerade Druckbehälter in der Regel im Freien untergebracht. Auch im Projekt ist ein solches Vorgehen vorgesehen. Alle Wasserstoffspeicher, der Verdichter sowie ein großer Teil der Verrohrung und Messtechnik sind kompakt in einer Sicherheitszone außerhalb des Gebäudes untergebracht.

Da Wasserstoff ein sehr leichtes, flüchtiges Gas ist, das natürlich vorkommt, kann es im Havariefall einfach an die Umgebung abgegeben werden. Bei der Außenaufstellung sind damit nur die Zugänglichkeit, der Schutz vor mechanischer Beschädigung, sowie der Blitzschutz von besonderer Bedeutung. Allerdings müssen bei der Planung des Lagers die im IGC Dokument 15/06/E genannten Sicherheitsabstände eingehalten werden. Abbildung 78 veranschaulicht die entsprechenden Tatbestände und die geforderten Abstände in bildlicher Form. Demnach ist im gegebenen Fall von den Speicherbehältern aus ein Abstand von 10 m zum Gebäude und zu den Grundstücksgrenzen zu berücksichtigen. Diese Abstände wurden in den für die Liegenschaft erstellten Lageplan eingearbeitet (siehe Abbildung 46). Der Zugang zu diesem Areal wird durch einen Zaun gesichert. In Richtung der Straßen ist zusätzlich ein Anfahrschutz z.B. durch einen Wall oder eine entsprechende Leitplanke zu erstellen. Um die

benötigte Fläche auf ein Minimum zu reduzieren, wurde eine möglichst kompakte Aufstellung der wasserstoffführenden Behältnisse geplant. In Abbildung 79 ist die Aufstellung der Tanks in der stehenden Variante, sowie des weiteren technischen Equipments als Ausschnitt aus der Lagerfläche gezeigt. Dabei sind auch die in Kapitel 6.2.2 erwähnten und für die Zugänglichkeit des Hydrid-Speichers erforderlichen Flächen gut zu erkennen. Auch die in Kapitel 6.2.3 genannte Einhausung des Verdichters ist dargestellt. Auf diese wird im Folgenden noch näher eingegangen.

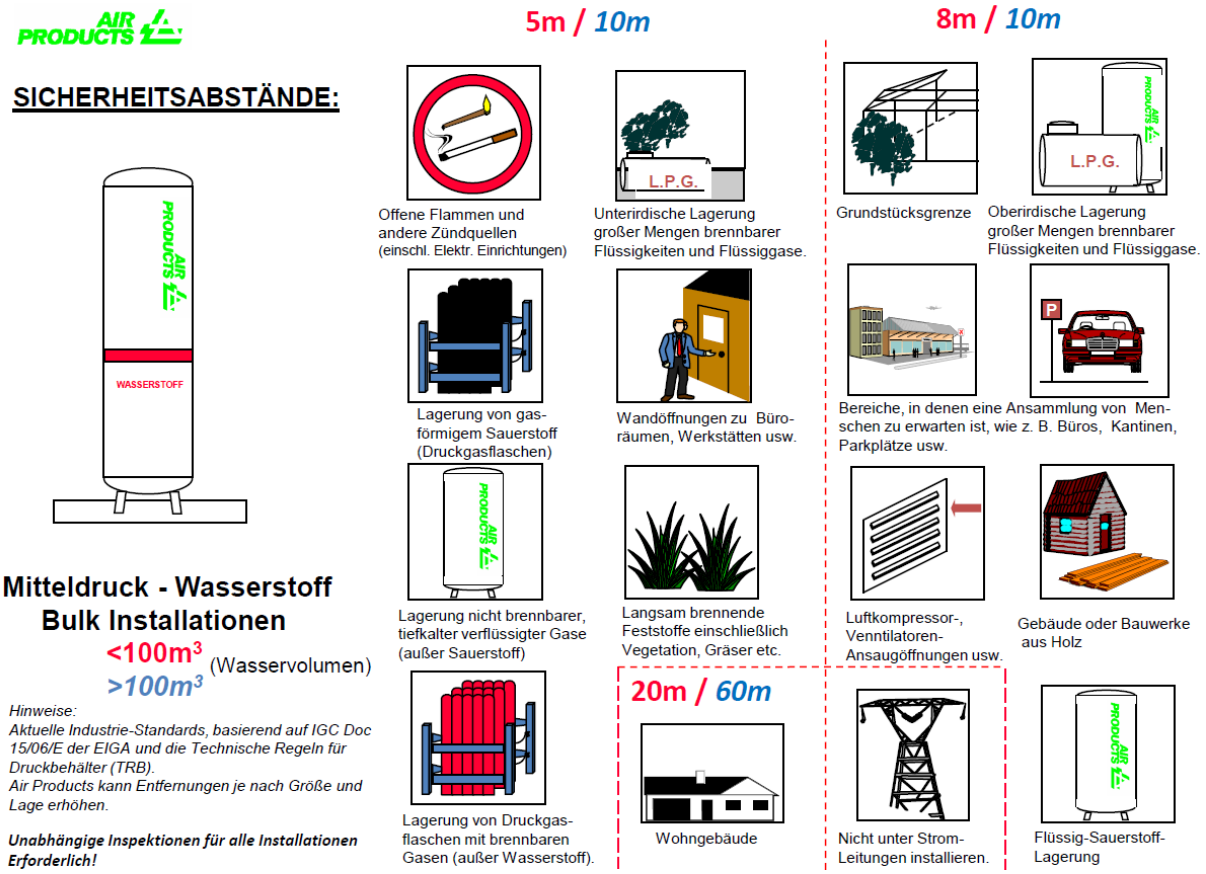

AIR PRODUCTS
SICHERHEITSABSTÄNDE:
WASSERSTOFF
Mitteldruck - Wasserstoff
Bulk Installationen
<100m³ (Wasservolumen)
>100m³
Hinweise:
Aktuelle Industrie-Standards, basierend auf IGC Doc 15/06/E der EIGA und die Technische Regeln für Druckbehälter (TRB).
Air Products kann Entfernungen je nach Größe und Lage erhöhen.
Unabhängige Inspektionen für alle Installationen Erforderlich!
5m / 10m
8m / 10m
Offene Flammen und andere Zündquellen (einschl. Elektr. Einrichtungen)
L.P.G.
Unterirdische Lagerung großer Mengen brennbarer Flüssigkeiten und Flüssiggase.
Grundstücksgrenze
L.P.G.
Oberirdische Lagerung großer Mengen brennbarer Flüssigkeiten und Flüssiggase.
Lagerung von gasförmigem Sauerstoff (Druckgasflaschen)
Wandöffnungen zu Büroräumen, Werkstätten usw.
Bereiche, in denen eine Ansammlung von Menschen zu erwarten ist, wie z. B. Büros, Kantinen, Parkplätze usw.
Lagerung nicht brennbarer, tiefkalter verflüssigter Gase (außer Sauerstoff)
Langsam brennende Feststoffe einschließlich Vegetation, Gräser etc.
Luftkompressor-, Venntilatoren-Ansaugöffnungen usw.
Gebäude oder Bauwerke aus Holz
20m / 60m
Lagerung von Druckgasflaschen mit brennbaren Gasen (außer Wasserstoff).
Wohngebäude
Nicht unter Strom-Leitungen installieren.
Flüssig-Sauerstoff-Lagerung

Abbildung 78: bildliche Darstellung der nach IGC Doc 15/06/E der EIGA geforderten Sicherheitsabstände bei Mitteldruckbehältern

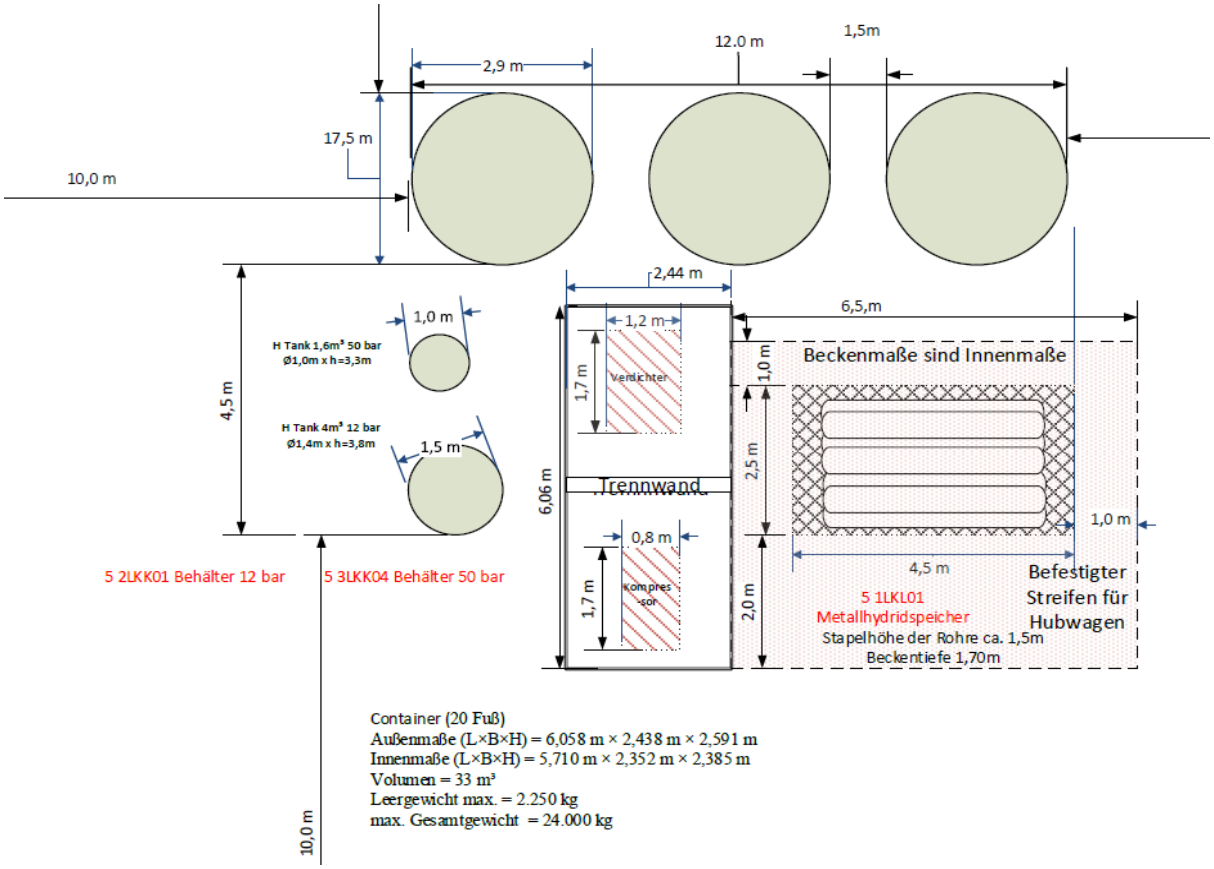


Abbildung 79: Behälteraufstellung innerhalb der Sicherheitszone des Gaslagers

Wie bereits die vereinfachte Darstellung der Abbildung 83 zeigt, sind für das Wasserstoff-speicher-System des Zentrums eine Fülle von Messinstrumenten und Ventilen erforderlich. Zwangsläufig ergeben sich hieraus auch Rohrverbindungen mit Schraubverbindungen und Fittingen zur Anpassung von Querschnitten. Bei Verbindungen und Equipment dieser Art besteht eine Gefahr für das Auftreten von Undichtigkeiten. Daher ist es sinnvoll auch diese Installation nicht im Gebäude, sondern in dem aus Sicht des Explosionsschutzes sowieso besonders zu betrachtenden Bereich des Gaslagers unterzubringen. Eine weitere Besonderheit stellt die Tatsache dar, dass die elektrischen Signale der genannten Sensoren nur über eine verhältnismäßig kurze Strecke transportiert werden können. Dies bedingt dann, dass Schaltschränke mit einer entsprechend aufwendigen Schutzklasse erstellt werden müssen. Im vorliegenden Fall soll dies durch eine geschickte Nutzung und Aufteilung des Schallschutzcontainers vermieden werden.

Abbildung 80 zeigt als Beispiel das Aussehen eines solchen Containers. Im vorliegenden Fall wird der Container in zwei Bereiche eingeteilt, die durch eine gasdichte Wand getrennt sind. Der Container kann von beiden Seiten geöffnet werden, um die in den Kammern untergebrachten Aggregate oder Teile davon, mit Hebewerkzeugen, wie z.B. Hubwagen transportieren zu können. Vorgesehen ist ein 20“ Standardcontainer (Länge: 5,919 m. Breite: 2,340 m. Höhe: 2,380 m, Gewicht: 1.900 kg), der entsprechend umgebaut wird.

Abbildung 80: Ansicht eines 20 Fuß Standardcontainers mit beidseitigem Eingang und zusätzlichem Seiteneingang von der Firma H&S Container

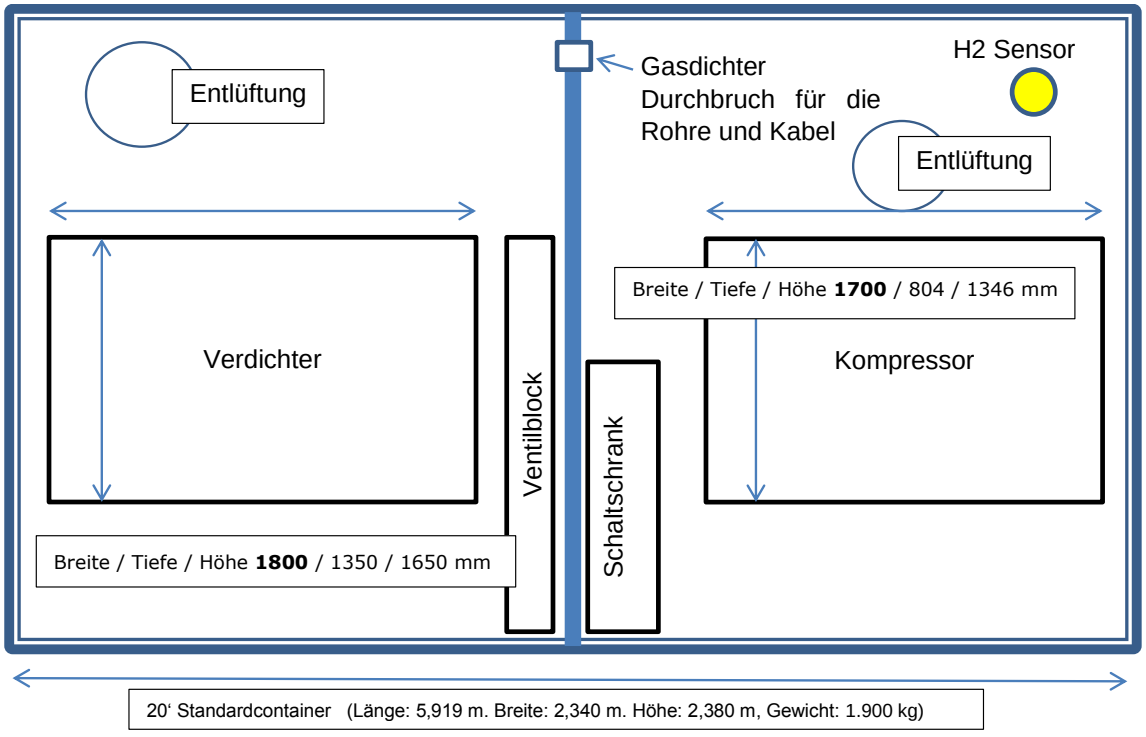

Entlüftung
Gasdichter Durchbruch für die Rohre und Kabel
H2 Sensor
Entlüftung
Verdichter
Ventilblock
Schaltschrank
Breite / Tiefe / Höhe 1800 / 1350 / 1650 mm
Breite / Tiefe / Höhe 1700 / 804 / 1346 mm
Kompressor
20‘ Standardcontainer (Länge: 5,919 m. Breite: 2,340 m. Höhe: 2,380 m, Gewicht: 1.900 kg)

Abbildung 81: Raumaufteilung des Schallschutzcontainers

In der in der schematischen Darstellung der Abbildung 81 links dargestellten Kammer werden der Wasserstoffverdichter sowie die genannten gasführenden Rohre, Ventile und Messgeräte (Ventilblock) untergebracht. Wegen der anfallenden Abwärme des Verdichters ist eine Be- und Entlüftung des Bereichs unumgänglich. Diese Entlüftungsanlage muss wegen des möglichen Gasanfalls explosionsgeschützt ausgeführt werden. Der Lüfter wird elektronisch überwacht, so dass im Fehlerfall (Luftstrom ist nicht mehr gewährleistet) die gesamte Anlage stillgelegt wird. Wegen dieser Zwangsbelüftung ist eine Überwachung des Bereichs durch Gassensoren nicht erforderlich. Die Kabel für die im Ventilblock untergebrachte Steuerung und Sensorik werden über ein gasdichtes Schott durch die Trennwand geführt. Auf dieser Seite (Abbildung 81 rechts) sind keine besonderen Anforderungen an den Explosionsschutz mehr zu stellen und es können übliche Schaltschränke und Produkte verwendet werden. Hier wird daher die elektrische Seite des Gasmanagers installiert.

Da auch der zur Drucklufterzeugung erforderliche Kompressor eine nicht unerhebliche Geräuschentwicklung aufweist, soll er ebenfalls auf dieser Seite (rechte Kammer der Abbildung 81) im Container installiert werden. Wegen der entstehenden Wärme – im erforderlichen Leistungsbereich gibt es noch keine wassergekühlten Aggregate – muss auch diese Kammer entlüftet werden. Dies kann allerdings bedarfsgerecht erfolgen und setzt keinen Explosionsschutz mehr voraus. Aus Sicherheitsgründen soll diese Containerseite über einen Wasserstoffsensor überwacht werden, der über einen direkten Zugriff auf die Steuerung in der Lage ist, das System abzuschalten.

Die für den Container notwendigen Umbauten und Anpassungsarbeiten stellen nach Auskunft möglicher Lieferanten kein Problem dar.

6.2.5 **Verrohrung, Ventile und Peripherie**

Mit der konsequenten Trennung des Speicherbereichs und der wesentlichen Elemente der gasführenden Elemente ergeben sich auch besondere Anforderungen an die Verbindungen zwischen Gas-Tanklager und Technikzentrale. Dabei spielen natürlich auch die Vorstellungen des Architekten eine Rolle, der diese Verbindung in sehr demonstrativer Form ausführen möchte. Sie sollte nach diesen Vorstellungen gut sichtbar durch und über das Gebäude hinweg in Form einer „Pipline“ geführt werden. Damit der optische Effekt erzielt wird, ist hierzu ein Rohrdurchmesser von 60-100 mm erforderlich. In diesem Mantelrohr sollen die Verbindungen zwischen Gaslager und Gebäude gebündelt werden. Durch die Rohrführung entlang der Gebäudekannte ergibt sich im Mantelrohr eine Rohrlänge von ca. 70 m. Von Anschlusspunkt zu Anschlusspunkt sind es bis zu 90 m.

Welche Verbindungen dies im Einzelnen sind, ist der Darstellung in Abbildung 82 zu entnehmen. Zu nennen sind die Wasserstoffleitungen zur Verbindung des Elektrolyseurs mit dem Vorspeicher (12 bar) und die Rückführung des komprimierten Wasserstoffs (45 bar) für die Nutzung im Labor. Diese sind mit geschweißten Verbindungen als Edelstahlrohr auszuführen. Zur Bewältigung der erwarteten Gasflüsse ist ein Querschnitt von DN 25 erforderlich. Ein weiteres gasführendes Rohr verbindet die Drucklufterzeugung im Container mit dem Hauptverbraucher (der Luftzerlegung; siehe Kapitel 5.3.2) im Technikraum. Weitere medienführende Verbindungen sind Vor- und Rücklauf der Heizanlage zur Auskoppelung der Ver-

dichterwärme und zur Einbindung des Hydrid-Speichers sowie Vor- und Rücklauf des Solekreislaufs, über den die bei der Betankung anfallende Wärme abgeführt wird. Die Tankstelle wird in Form einer überdachten Fläche (Carport) in der Nähe des Gaslagers untergebracht. Daher erfolgt die Anbindung der Wasserstoffversorgung an den Puffertank direkt aus dem Gaslager heraus. Auch die Verbindung des Vorspeichers mit der Rückverstromung und dem Laborbereich erfolgt auf direktem Weg im Gebäude. Damit sind im Mantelrohr sieben Rohrleitungen unterzubringen. Die elektrische Energieversorgung sowie die Leitungen für Kommunikation und Steuerung können aus Sicherheitsgründen nicht im Mantelrohr verlegt werden. Diese sollen in einem Kabelkanal unter dem Gebäude in einer direkten Verbindung zwischen Technikraum und Gaslager geführt werden.

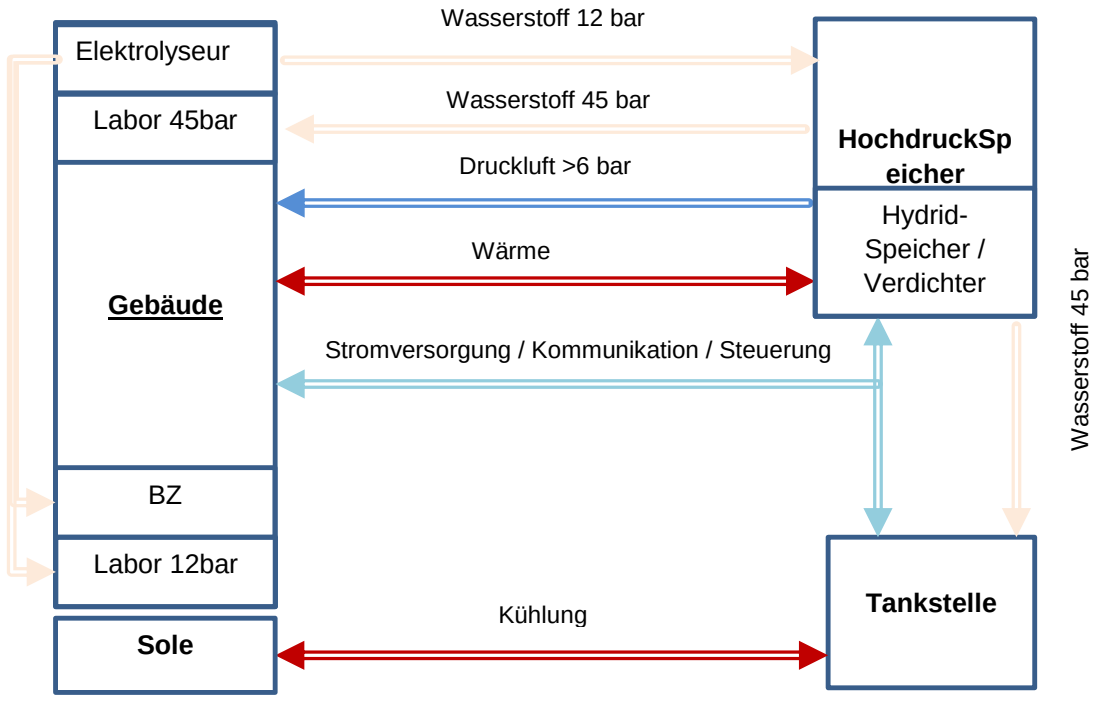


Abbildung 82: schematische Darstellung der Verrohrung zwischen Gaslager und Gebäude

An vielen Stellen müssen aus Sicherheitsgründen Ventile eingesetzt werden, die sich bei einer fehlenden Ansteuerung selbsttätig Schließen (NC; normally closed). Bei den notwendigen Rohrquerschnitten haben elektromagnetisch angesteuerte Ventile einen erheblichen Leistungsbedarf, der im Regelfall permanent zur Verfügung gestellt werden muss. Daher wurden aus energetischen Gründen, aber auch aus Sicherheitsüberlegungen heraus in der Regel pneumatische Ventile eingeplant. Die notwendige Steuerluft wird über den Druckluferzeuger der Luftzerlegung mit bereitgestellt. Die hierzu benötigte Luftmenge ist allerdings im Vergleich zur Stickstofferzeugung der Gasreinigung gering. Die Größe des Kompressors wird daher durch die Anforderungen der Gasreinigung bestimmt. Die entsprechenden Kennwerte sind in Tabelle 16 zusammengestellt.

Tabelle 16: Kennwerte des Kompressors zur Drucklufterzeugung

Bezeichnung	Parameter
Höchstüberdruck	10 bar
Effektive Liefermenge (Volumenstrom) nach VDMA 4362	244 l/min
Kompressordrehzahl	1450 1/min
Mittlere Kolbengeschwindigkeit	2,27 m/s
Nennleistung Antriebsmotor	2,20 kW
Betriebsspannung	400 V / 50 Hz
Steuerspannung	24 VAC
Ansaug- bzw. Umgebungstemperatur (min...max) Behältervolumen	270 l
Zulässiger Behälterüberdruck	11 bar
schallgedämmte Ausführung (gemäß Maßzeichnung): Schalldruckpegel (DIN EN ISO 2151:2009)	73 dB(A)
Breite / Tiefe / Höhe	1700 / 804 / 1346 mm
Druckluftanschluss Schlauchanschluss Außengewinde am Rückschlagventil	G 1/2
Gewicht	297,0 kg
Schutzart/Isolierstoffklasse des Motors	IP 55 / F

6.3 Funktionsbeschreibung des Speichersystems

In den vorstehenden Kapiteln wurden vor allem technische Aspekte der Komponenten des Gasspeichersystems beschrieben. Dabei wurde mehrfach Bezug auf die Funktionalität und die entsprechende Ablaufkontrolle genommen. Im folgenden Abschnitt wird diese Funktionalität für den automatisch gesteuerten Normalbetrieb beschrieben. Die Beschreibung besonderer Funktionen, wie sie z.B. in der Inbetriebnahmephase erforderlich sind, erfolgt in den entsprechenden Abschnitten der als Anhang beigefügten Dokumente. Abbildung 83 zeigt die zur Funktion notwendigen Bauteile des Speichersystems in schematischer Form. Dabei wurden bewusst Vereinfachungen vorgenommen. Zum einen wurde auf die Darstellung von manuell betätigten Absperrvorrichtungen und von Sicherheitsorganen verzichtet, zum anderen wird eine vereinfachte Nomenklatur zur Kennzeichnung der Bauteile verwendet. Wie in Kapitel 8 noch ausführlich dargelegt, erfolgt die vollständige Kennzeichnung der Einzelkomponenten in Anlehnung an das genormte Kraftwerkkennzeichnungssystem der Energieversorger. Die ermöglicht zwar eine eindeutige und flexible Kennzeichnung der Komponenten, führt aber auch zu langen und nicht immer gut lesbaren Namen. Die in der Abbildung 83 verwendeten Bezeichnungen sind in der folgenden Tabelle zusammengestellt.

Tabelle 17: Zusammenstellung der in Abbildung 83 verwendeten Bezeichnungen

Kürzel	Bedeutung	Funktion
PC	**P**ressure **C**ontroller	Druckregler
FC	**F**low **C**ontroller	Flussregelung und Flussmessung
FM	**F**low **M**eter	Flussmessung ohne Regelung
P_N	Drucksensor Niederdruck	Elektronische Druckmessung zur Steuerung
P_H	Drucksensor Hochdruck	Elektronische Druckmessung zur Steuerung
PD	Druckmessung	Druckmessung zur Füllstandskontrolle
TD	Temperaturmessung	Temperaturmessung zur Füllstandskontrolle
VS	Shut-Off-Ventile	Abschaltventil schließt ohne Ansteuerung (NC)
RV	Rückschlagventile	Rückflussverhinderung

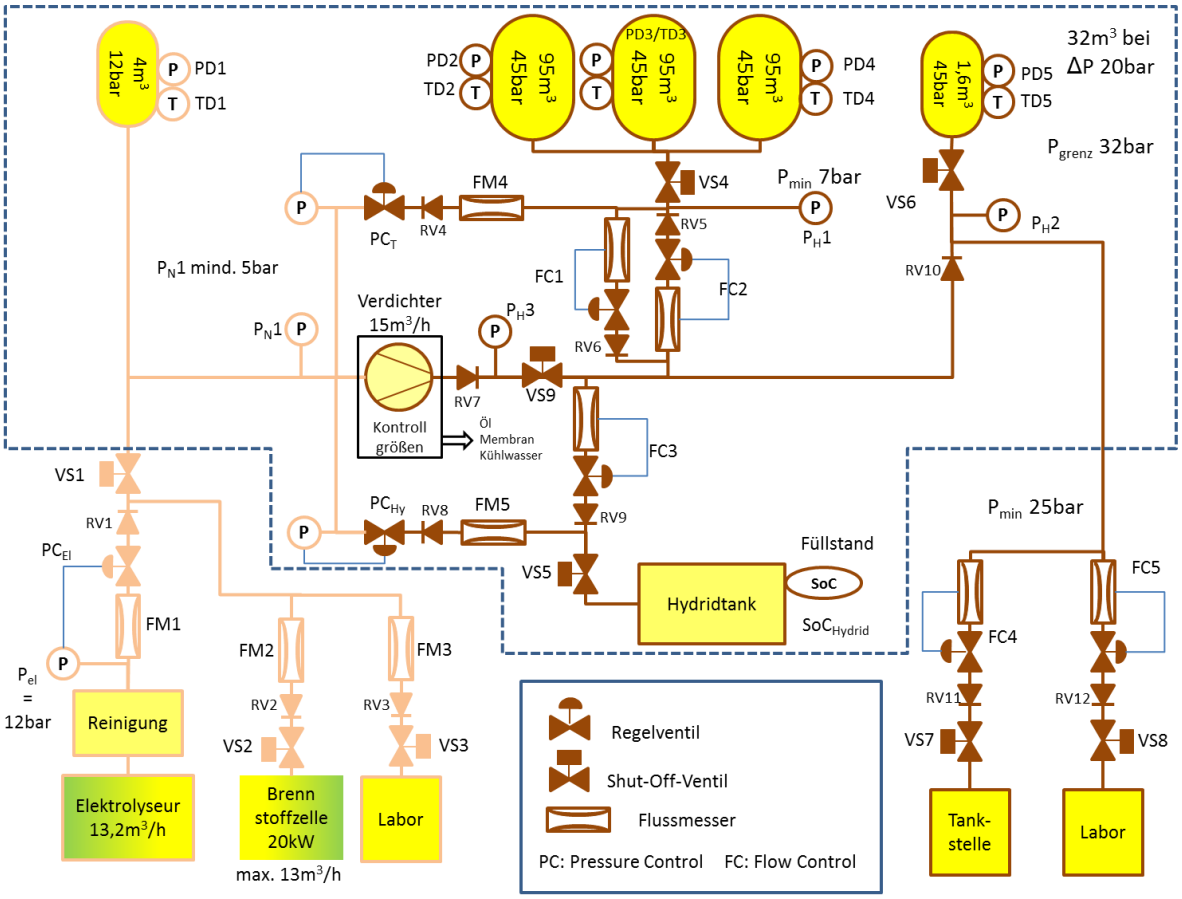


Abbildung 83: Funktionsschema des Wasserstoffspeichers

Aufbau und Auslegung des gezeigten Speichersystems orientieren sich dabei an folgenden Vorgaben:

- Betriebsdruck des Elektrolyseurs 12 bar, Produktionsrate maximal 13,2 Nm^3/h
- Versorgung der Rückverstromung mit mindestens 3 bar, Fluss maximal 13,2 Nm^3/h
- Versorgung der Tankstelle mit mind. 25 bar für die Betankung von zwei Fahrzeugen mit je 15 m^3 in direkter Folge
- Laborversorgung mit mind. 3 bar z.B. für Brennstoffzellenteststände
- Laborversorgung mit mind. 25 bar z.B. zum Test von Speichern
- Verdichterlaufzeit nach Ein-Signal mind. eine Stunde
- Betriebsdruck der Großspeicher 5 bar bis 45 bar
- Volle Funktionalität in allen Betriebssituationen
- Nach Möglichkeit kein unnötiger Energieeinsatz zur Verdichtung
- Als Option: Einbindung des Hydrid-Speichers sowohl in der Funktion als Hauptspeicher als auch als Testobjekt
- Berücksichtigung von Sicherheitsanforderungen z.B. Absperrung im Fehlerfall, verhindern ungewollter Rückströmung

Unter Berücksichtigung dieser Randbedingungen ergibt sich dann das in Abbildung 83 gezeigte Schema. Im Folgenden wird im Rahmen der Funktionsbeschreibung auch auf die grundlegenden Spezifikationen eingegangen.

Elektrolyseur und Gasreinigung sind für die volle Funktionalität auf einen Betriebsdruck von 12 bar angewiesen. Erst wenn dieser aufgebaut ist, kann Gas an das System abgegeben werden. Damit dies auch bei schwankender Erzeugung problemlos und schnell funktioniert, wird das Erzeugersystem über einen Druckregler an die Speicher angekoppelt. Hier wird der Druck auf der Eingangsseite zum System (P_{el}; Ausgang Gaserzeugung) gemessen. Übersteigt der Druck den voreingestellten Wert regelt PC_{El} auf und lässt das Gas in den Niederdruckbereich des Speichersystems einströmen. Der Flussmesser FM1 erfasst die jeweilige Menge. RV1 verhindert einen Rückfluss, falls sich die Druckverhältnisse im Fehlerfall umkehren sollten. Über VS1 können die Systeme vollständig getrennt werden.

An den Niederdruckbereich angeschlossen sind der Vorspeicher (4m^3 bei 12 bar), der Eingang des Verdichters, die Rückverstromung (Brennstoffzelle) und die Niederdruckversorgung des Labors. Die abgegebenen Mengen werden bei den beiden Abnahmestellen Labor und Rückverstromung über FM2 und FM3 erfasst, eine gezielte Sperrung oder Freigabe ist über VS2 bzw. VS3 realisiert. Das Druckniveau im Niederdruckbereich wird über P_N1 überwacht. Steigt der Druck über den eingestellten Maximalwert von knapp unter 12 bar, wird der Verdichter eingeschaltet. Der Vorspeicher ist so auszulegen, dass dann eine Mindesteinschaltzeit von einer Stunde garantiert ist. Da der Verdichter keine Leistungsregelung hat, entspricht dies bei einem Förderstrom von 15 Nm^3/h einem verfügbaren Volumen von 15 m^3. Allerdings kann es im ungünstigsten Fall vorkommen, dass unmittelbar mit dem Einschalten des Verdichters auch die Rückverstromung mit voller Leistung längerfristig in Betrieb geht. Dies entspricht dann einem zusätzlichen Gasstrom von 13Nm^3/h oder weiteren 13 m^3 Puffervolumen. Wird nach den oben genannten Randbedingungen mit einer Sicherheitsreserve

von 2 bar z.B. für Strömungsverluste gerechnet, müssen die 28 m^3 bei einem ΔP von 7 bar (12 bar – 5 bar) bereitgestellt werden. Das entspricht dem gewählten geometrischen Volumen von 4 m^3. Sollte in einer solchen Betriebssituation noch zusätzlich Gas für den Laborbetrieb angefordert werden, kann diese Anforderung je nach Betriebserfahrung auch bewusst gesperrt werden.

Auf der Hochdruckseite sind die drei Hauptspeicher mit je 95 m^3 Volumen, der optionale Hydrid-Speicher, sowie über die Rückflusssperre RV10 der Pufferspeicher angeschlossen. Sollte der über P_H2 erfasste Druck im Pufferspeicher kleiner als 45 bar sein, bleiben die Ventile zu den Hauptspeichern geschlossen. Der Verdichter füllt dann zunächst den Pufferspeicher. Ziel ist es, diesen möglichst zu jedem Zeitpunkt bei 45 bar zu halten. Eine Rückströmung in das meist auf niedrigerem Druckniveau befindliche Hauptspeichersystem wird durch RV10 verhindert. Damit kann der Pufferspeicher das Gas nur an die beiden Verbraucher Labor Hochdruck und an die Tankstelle und damit im Normalfall an kleine Hydrid-Speicher abgeben. Da diese Speicher zu Beginn der Befüllung einen sehr hohen Fluss von mehr als 1.000 l/min verursachen können, erfolgt die Abgabe über die Flussregler FC4 bzw. FC5. Mit diesen ist es zum einen möglich, den Fluss gezielt zu begrenzen, zum anderen können aber auch z.B. fahrzeugspezifische Flussprofile eingestellt werden, falls sich dies im Betrieb als sinnvoll erweist. Gleichzeitig erfassen die Flussregler auch die Gasmenge, so dass eine Bilanzierung und damit eine Abrechnung der Gasmengen möglich ist. Aus dem Mindestdruck von 25 bar folgt ein ΔP von 20 bar (45 bar – 25 bar). Damit stehen bei einem geometrischen Volumen von 1,6 m^3 32 Nm^3 Gas zur Verfügung. Bei den aktuellen Tankgrößen der Fahrzeuge von 10-12 Nm^3 H_2 können also bis zu drei Fahrzeuge in Folge betankt werden, auch wenn das übrige Speichersystem nicht reagiert oder reagieren kann. Sinkt der Druck bei P_H2 unter den in der Abbildung 83 als P_{grenz} bezeichneten Wert von 32 bar, wird der Speichermanager je nach Situation auf zwei Arten reagieren. Ist der Druck im Hauptspeicher größer als 32 bar, kann er den Pufferspeicher über den Flussregler FC1 befüllen. Ist der Druck hier zu niedrig, wird der Verdichter angesteuert. Dieser bedient sich zunächst aus dem Vorspeicher. Reicht diese Gasmenge nicht aus (P_N1<5 bar), wird über den Regler PC_T Gas entspannt und der Druck des Niederdruckbereichs bei 5 bar stabilisiert. Diese Betriebsweise ist aus energetischer Sicht natürlich zu vermeiden, da hierbei komprimiertes Gas entspannt wird, um es anschließend wieder zu komprimieren. Wegen des begrenzten Eingangsdruckbereiches des Verdichters ist ein solcher Betrieb in der beschriebenen Situation aber unvermeidbar. Der Grenzdruck wurde dabei so gewählt, dass der Verdichter in jedem Fall eine Betriebszeit von einer Stunde erreicht. Mit einem ΔP von 13 bar und einem geometrischen Volumen von 1,6 m^3 sind es 20,8 Nm^3, was einer Betriebsdauer von ca. 80 min entspricht.

Die drei Drucktanks des Hauptspeichers sind über die Flussregler FC2 (Befüllen) und FC1 (Entleeren) an die Hochdruckleitung am Verdichterausgang angeschlossen. Rein prinzipiell würde zur Einbindung der Hauptspeicher ein einfaches Ventil ausreichen. Flussregler verhindern aber zum einen Spitzen im Gasfluss und erlauben zum anderen die Erfassung der Menge zur Bilanzierung. Zwei Regler sind hierbei erforderlich, da die Flussmesser eine Vorzugsrichtung haben und nur in dieser Richtung funktionieren. Da Flussmessgeräte eine sehr teure Komponente sind, wurde zunächst überlegt, nur ein Gerät zu verwenden und bei Be- und Entladung die Flussrichtung über Ventile so umzusteuern, dass sie immer den Spezifika-

tionen des Messgeräts entspricht. Dieser „Gaswender“ ist dann aber so kompliziert, dass auch die finanziellen Vorteile marginal werden.

Auf die Funktion das Druckreglers PC_T bei der Füllung des Pufferspeichers wurde bereits oben eingegangen. Natürlich erfüllt dieser Regler seine Funktion auch, wenn der Verdichter nicht in Betrieb ist. Über ihn wird das Gas des Hauptspeichers der Rückverstromung zugeführt, sobald der Druck auf der Niederdruckseite zu weit sinkt. Der Flussmesser FM4 erfasst die entsprechenden Mengen.

Prinzipiell ist der Hydrid-Speicher in gleicher Weise wie der Druckgas-Hauptspeicher eingebunden. Allerdings fehlt hier eine Rückflussleitung analog zu FC1. Diese macht an dieser Stelle keinen Sinn, da im Normalbetrieb des Speichers das Druckniveau nur bei 25 bar liegt (vergl. Abbildung 75). Da die gleichen Speichermaterialien wie bei den Fahrzeugen eingesetzt werden, wäre auch eine direkte Befüllung der Fahrzeugspeicher nur möglich, wenn sich die Speicher auf einem deutlich unterschiedlichem Temperaturniveau befinden (Fahrzeugspeicher kalt, Hydrid-Speicher heiß). Durch die Einbindung in der dargestellten Form kann der Hydrid-Speicher in gleicher Weise als Hauptspeicher verwendet werden wie die Drucktanks, inklusive der Versorgung der Rückverstromung über den Druckregler PC_{Hy}. Es können aber auch über den Weg FC1 und FC3 Experimente zur Befüllung des Systems vorgenommen werden, bei denen sich Flussmengen und –profile gezielt steuern lassen. Über die Art und Weise, wie der Speicher eingebunden wird, entscheiden entsprechende Freigabesignale der Steuereinheit des Hydrid-Speichers (Hydrid-Freigabe).

Die oben ausgeführte verbale Beschreibung der Systemabläufe ist in Abbildung 84 in Form eines Flussdiagramms dargestellt. Dabei sind auch Betriebszustände aufgenommen worden, die in der Beschreibung nicht explizit erwähnt wurden. So soll zum Beispiel der Verdichter nach einer Stunde Einschaltzeit solange weiterlaufen, bis der Druck im Vorspeicher auf 8 bar gesunken ist. Die genaue Nivellierung der Einschaltschwellen und Regelgrößen muss mit der Inbetriebnahme vorgenommen werden.

Mit Hilfe der Flussmessgeräte lässt sich der gesamte Gasstrom so bilanzieren, dass der Füllstand der Speicher ermittelt werden kann. Nach den im Folgenden dargestellten Gleichungen müssen hierzu aber verschiedene Integrale berechnet werden.

$$\int \dot{Q}_{FM1} - \int \dot{Q}_{FM2} - \int \dot{Q}_{FM3} - \int \dot{Q}_{FC4} - \int \dot{Q}_{FC5} = SoC_{Druck} + SoC_{Hydrid}$$

und $$SoC_{Hydrid} = \int \dot{Q}_{FC3} - \int \dot{Q}_{FM5} \qquad SoC_{Druck} = \int \dot{Q}_{FC2} - \int \dot{Q}_{FC3} - \int \dot{Q}_{FM4}$$

Bei der messtechnischen Bildung von Integralen werden aber immer auch die Messfehler mit integriert. Sobald diese nicht mehr statistischer Natur sind, ergeben sich prinzipielle Fehler, die durch die Integration aufsummiert werden. Es ist daher bei solchen Systemen sinnvoll und auch erforderlich, in gewissen Zeitabständen eine Kalibrierung über alternative Messgrößen vorzunehmen. Im vorliegenden Fall ist dies bei den Drucktanks über die Bestimmung der Größen Druck und Temperatur möglich. Über diese lässt sich der Speicherfüllstand berechnen. Daher wurden bei allen Druckspeichern entsprechende Sensoren vorgesehen. Die-

se dienen auch zur Kontrolle des Betriebszustandes, wenn z.B. bestimmte Anlagenteile über Handventile bewusst entkoppelt werden.

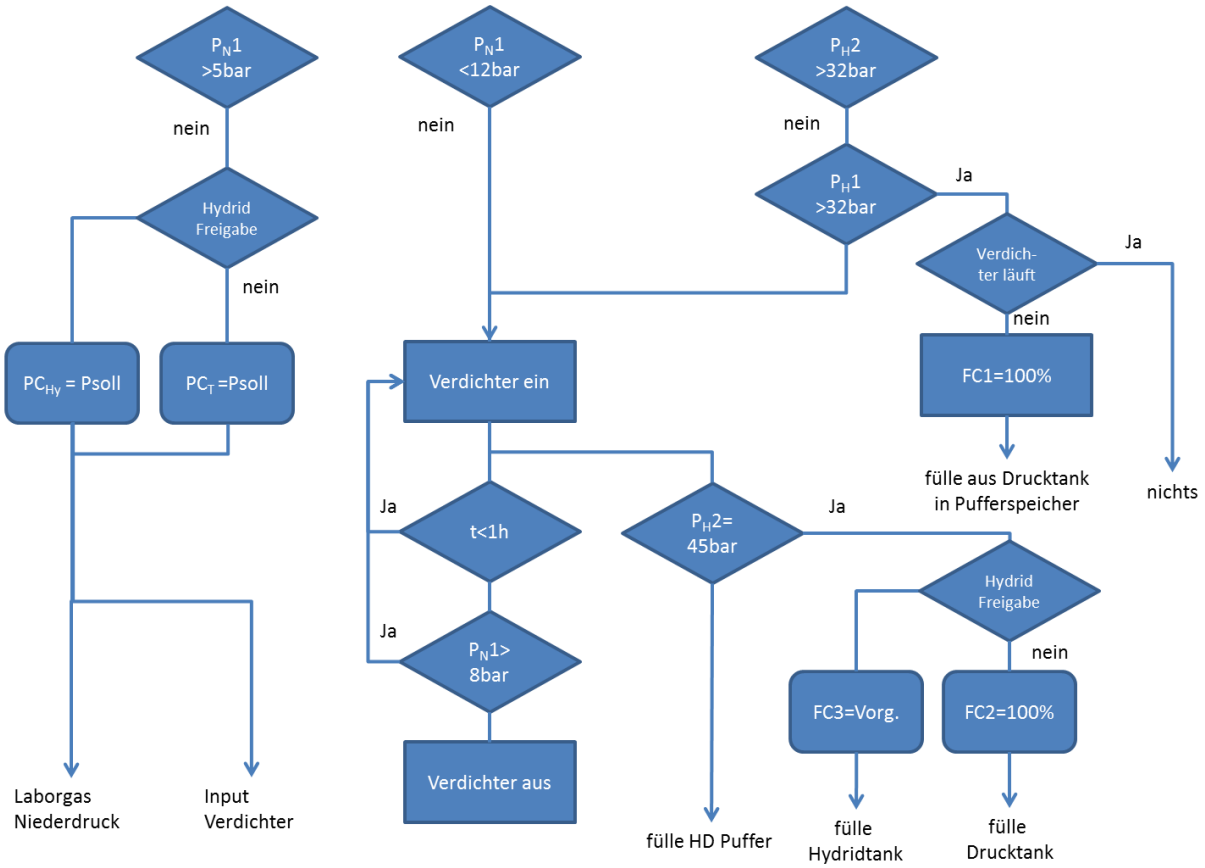


Abbildung 84: Funktionsablauf im Umfeld des Gasspeichers in graphischer Form

Technisch gesehen ist die Sensorik und die Datenerfassung unproblematisch. Von der praktischen Umsetzung her gesehen, kann die vorgesehene Kalibrierung aber durchaus noch kritisch werden. Grund hierfür ist die Erfassung der Temperatur, diese kann praktisch nur über die Behälter- oder Rohrwände und nicht im Gas direkt erfolgen. Diese Bauteiltemperaturen hängen aber stark von den Wärmekapazitäten und den Umweltbedingungen wie Außentemperaturen, Sonnenschein, Wind, etc. ab. In der Praxis wird es daher zu erproben sein, bei welchen Bedingungen die Messdaten einigermaßen repräsentativ sind und in wie weit die Kalibrierung tatsächlich für eine Verbesserung der Situation sorgt. Eine analoge Vorgehensweise ist aufgrund des besonderen Verhaltens beim Hydrid-Speicher nicht möglich. Hier bieten Temperatur und Druck keine Kenngröße. Daher muss der Speicherkontroller des Hydrid-Speichers eine entsprechende Füllstandskontrolle zur Kalibrierung bereitstellen.

Mit Hilfe der eingebrachten Sensorik lässt sich natürlich nicht nur der Normalbetrieb steuern, sondern es ist auch erkennbar, wenn Betriebszustände erreicht werden, die nicht mehr als normal anzusehen sind. Die offensichtlichsten davon sind ein leeres oder volles Speichersystem. Einige dieser Zustände sind in Tabelle 18 zusammengestellt.

Tabelle 18: Grenzsituationen und Reaktionen des Gasmanagers

Nr.	Bedingungen **und** verknüpft	Reaktion			Ursache
1	P_N1<5 bar	VS2 aus	VS3 aus VS9 aus	Verd. aus BZ aus	Gasmangel Störung
2	P_H1<7 bar	PC_T Null	FC1 Null		Drucktank leer
3	PC_H2<20 bar	FC4 Null	FC5 Null	VS7 aus VS8 aus	Gasmangel Störung
4	SoC Hydrid<X	PC_{Hy} Null			Hydrid-Speicher leer
5	P_H1<7 bar SoC Hydrid<X	VS2 aus VS3 aus	BZ aus PC_{Hy} Null	Verd, n. 1h aus, PC_T Null	Gasmangel
6	P_H1=45 bar	FC2 Null			Drucktank voll
7	SoC Hydrid>X	FC3 Null			Hydrid-Speicher voll
8	Bed. 6 und 7 P_H2=45 bar	FC2 Null	FC3 Null	Verdichter aus	Alle Hochdrucktanks voll
9	P_N1>12 bar	VS1 aus	VS9*	Elektrolyse aus	Niederdruck Störung
10	Bed 6, 7 und 9	VS1 aus	Elektolsyse aus	Verdichter aus	Alle Tanks voll

*wenn Verdichter an, VS9 offen halten, ansonsten schließen (Gefahr der Rückströmung)
Verarbeitung der Verdichterkontrolle (Membranbruch, Druck, Öltemperatur, etc.) nach Angaben des Herstellers

6.4 Speichermanager

Im Gegensatz zu Modulen wie z.B. der Elektrolyse und Gasreinigung, die durch den Hersteller an den vorliegenden Einsatzzweck angepasst werden, ist die Steuerung für die Wasserstoffspeicherung nicht auf dem Markt verfügbar. Der Speichermanager muss so definiert und beschrieben werden, dass die Zusammenstellung der Hardware durch eine Fachfirma (Schaltschrankbau) vorgenommen werden kann. Die Steuerung wird über eine DDC – im Prinzip eine hochwertige SPS mit einer Benutzerschnittstelle, z.B. über ein Touch Panel – erfolgen. Diese Steuerungseinheit wird dann in das Prozesssystem nach den in Kapitel 8 gemachten Angaben (vergl. Abbildung 102 und

Abbildung 104) eingebunden. Die eigentlichen Steuerungsfunktionen inklusive der Kontrolloptionen und der Ablaufpläne sind so zu beschreiben (vergl. Kapitel 6.3), dass die Programmierung über eine Fachfirma oder in Eigenarbeit erfolgen kann. Zusätzlich zu den hier gemachten Angaben (Tabelle 18) sind dann auch weitere Störfälle, wie z.B. das Anfahren nach einem Stromausfall zu berücksichtigen. Um den Aufwand für ein solches Steuersystem abschätzen zu können, ist die Kenntnis der Datenpunkte erforderlich. Als Datenpunkte sind dabei sowohl Anbindungspunkte für die Hardware, z.B. Sensoreingänge oder Aktorausgänge, als auch Anknüpfungspunkte zur Prozessanbindung, z.B. durch Datenübergabe, sowie zur Funktion wichtige, interne Berechnungen, z.B. Füllstände (SoC), zu erfassen. Auf die logischen Datenpunkte des Speichermanagers wird in Kapitel 8 noch eingegangen. Wie Ab-

bildung 83 zu entnehmen ist, gibt es beim Speichermanager aber auch eine Fülle von Aktoren bzw. Sensoren, wobei manche Anschlusspunkte wie zum Beispiel die Fluss-Kontrollen eine doppelte Funktion haben. Sie nehmen Sollwerte entgegen und liefern dann die gemessenen Werte zurück. Um hier einen besseren Eindruck von der Zahl und den jeweiligen Zustandsgrößen vermitteln zu können, wurden die einzelnen Datenpunkte mit Funktion, Messort und Kurzbemerkung in Tabelle 19 zusammengestellt.

Tabelle 19: interne Datenpunkte des Speichermanagers in tabellarischer Form

Nr.	Bez.	Größe	Bereich	Funktion	Messort	Bemerkung
1	FC1	Fluss	0-60 m^3/h	Sollwert	Output Drucktank	Vorgabe für Fluss 0 bis max
2	FC1			Messung		Messung der Entnahmemenge
3	FC2	Fluss	0-15 m^3/h	Sollwert	Input Drucktank	Vorgabe für Fluss 0 bis max
4	FC2			Messung		Messung der Füllmenge
5	VS4		ein/aus	Shut off	Öffnung Drucktanks	Freigabe/Trennung Drucksp.
6	VS4	Lage	zu/auf	Rückmeldung		
7	FC3	Fluss	0-XX m^3/h	Sollwert	Input Hydrid-Sp.	Vorgabe für Fluss Hydridman.
8	FC3			Messung		Messung der Füllmenge
9	VS5		ein/aus	Shut off	Öffnung Hydrid-Sp.	Freigabe/Trennung Hydrid-Sp.
10	VS5	Lage	zu/auf	Rückmeldung		
11	VS6		ein/aus	Shut off	Öffnung Hd-Puffer	Freigabe/Trennung HD Puffer
12	VS6	Lage	zu/auf	Rückmeldung		
13	FC4	Fluss	0-60 m^3/h	Sollwert	HD-Abgabe Tankst.	Vorgabe für Fluss Tankman.
14	FC3			Messung		Gasabgabe Tankstelle
15	VS7		ein/aus	Shut off	Zuleitung Tankstelle	Freigabe/Trennung Tankstelle
16	VS7	Lage	zu/auf	Rückmeldung		
17	FC5	Fluss	0-60 m^3/h	Sollwert	HD-Abgabe Labor.	Vorgabe für Fluss Labor - HD
18	FC5			Messung		Gasabgabe Labor Hochdruck
19	VS8		ein/aus	Shut off	Zuleitung Labor HD	Freigabe/Trennung Labor HD
20	VS8	Lage	zu/auf	Rückmeldung		
21	FM1	Fluss	0-15 m^3/h	Messwert	Output Elektrolyse	Erzeugte Gasmenge
22	VS1		ein/aus	Shut off	Systemeingang	Freigabe/Trennung Elektrolyse
23	VS1	Lage	zu/auf	Rückmeldung		
24	FM2	Fluss	0-15 m^3/h	Messwert	Input Brennstoffz.	Gasmenge Rückverstromung
25	VS2		ein/aus	Shut off	Rückverstromung	Freigabe/Trennung BZ
26	VS2	Lage	zu/auf	Rückmeldung		
27	FM3	Fluss	0-15 m^3/h	Messwert	Input Labor ND	Verbr. Gasmenge Labor ND
28	VS1		ein/aus	Shut off	Labor Niederdruck	Freigabe/Trennung Labor ND

29	VS1	Lage	zu/auf	Rückmeldung		
30	SoC_{DT}		0-100%	Rechnung	Füllstand Druckt.	SoC Drucktank für Prozessanb
31	SoC_{Hy}		0-100%	Rechnung	Füllstand Hydrid-Sp	SoC Hydrid-Sp für Prozessanb
32	P_N1	Druck	0-12 bar	Messung	Systemdruck ND	Steuergröße Vorspeicher
33	P_H1	Druck	0-45 bar	Messung	Systemdruck Hauptsp	Steuergröße Druckspeicher
34	P_H2	Druck	0-45 bar	Messung	Systemdruck HD Puf.	Steuergröße Pufferspeicher
35	P_H3	Druck	0-45 bar	Messung	Systemdruck Verdicht	Steuergröße Verdichter
36	PD1	Druck	0-12 bar	Messung	Vorspeicher	Mit TD1 SoC Vorspeicher
37	TD1	Temp	-20 - +40	Messung	Vorspeicher	Mit PD1 SoC Vorspeicher
38	PD2	Druck	0-45 bar	Messung	Drucktank 1	Mit TD2 SoC Druckbehälter 1
39	TD2	Temp	-20 - +40	Messung	Drucktank 1	Mit PD2 SoC Druckbehälter 1
40	PD3	Druck	0-45 bar	Messung	Drucktank 2	Mit TD3 SoC Druckbehälter 2
41	TD3	Temp	-20 - +40	Messung	Drucktank 2	Mit PD3 SoC Druckbehälter 2
42	PD4	Druck	0-45 bar	Messung	Drucktank 3	Mit TD4 SoC Druckbehälter 3
43	TD4	Temp	-20 - +40	Messung	Drucktank 3	Mit PD4 SoC Druckbehälter 3
44	PD5	Druck	0-45 bar	Messung	Hochdruckpuffer	Mit TD5 SoC HD-Puffer
45	TD5	Temp	-20 - +40	Messung	Hochdruckpuffer	Mit PD5 SoC HD-Puffer
Verdichterkontrolle						
46	$P_{Öl}$	Druck	?	Messung	Verdichter	Öldruck Verdichter
47	Mem		0/1	Signal	Verdichter	Membranbruch
48	KW_{ein}		0/1	Aktor	Verdichter	Kühlwasser auf/zu
49	KW_{ist}		0/1	Signal	Verdichter	Kühlwasserfluss ausreichend
50	V_{an}		0/1	Aktor	Verdichter	Motor ein /aus
51	V_{Kon}		Intern	Kontrolle	Verdichter	3 mal pro h; 6min Stillstand

Über die gelisteten Datenpunkte und die Datenpunkte zur Prozessanbindung können sowohl die Ausstattung der notwendigen Hardware als auch der erforderliche Programmieraufwand abgeschätzt werden. In der Praxis ist hier mit Kosten von etwa 300 € pro Datenpunkt zu rechen.

Wie in Kapitel 6.3 in Zusammenhang mit den Speicherfüllständen (SoC) dargelegt, erfolgt eine vollständige Erfassung der einzelnen Gasflüsse. Neben der Bilanzierung der Gasmengen ist aber auch eine Bilanzierung der elektrischen wie thermischen Energie von Interesse. Zum einen sind hierüber Aussagen zur Effizienz des Gesamtsystems ableitbar, zum anderen können die Daten auch zu Abrechnungszwecken verwendet werden. Diese Daten werden über das vorgesehene Zählersystem (vergl. Kapitel 0) erfasst und über eine eigene DDC gesammelt.

6.5 Besondere Betriebszustände und Sicherheitsaspekte

Wie bereits mehrfach erwähnt, wurden in den bisher verwendeten Abbildungen zum Speichersystem Vereinfachungen vorgenommen, um die Übersichtlichkeit zu gewährleisten. Eine vollständige Darstellung ist als Übersichtsblockschaltbild im Anhang zu finden. Hier soll anhand des Vorspeichers beispielhaft erläutert werden, welche Komponenten im Detail zum Einsatz kommen und welche Funktion diese bei besonderen Situationen z.B. Wartung, Störung oder Inbetriebnahme erfüllen. Eine vergleichbare Betrachtung wurde auch bei allen andern Komponenten bzw. Komponentengruppen angestellt, so dass sichergestellt ist, dass die erforderliche Funktionalität im Einzelnen und im Zusammenspiel verfügbar ist.

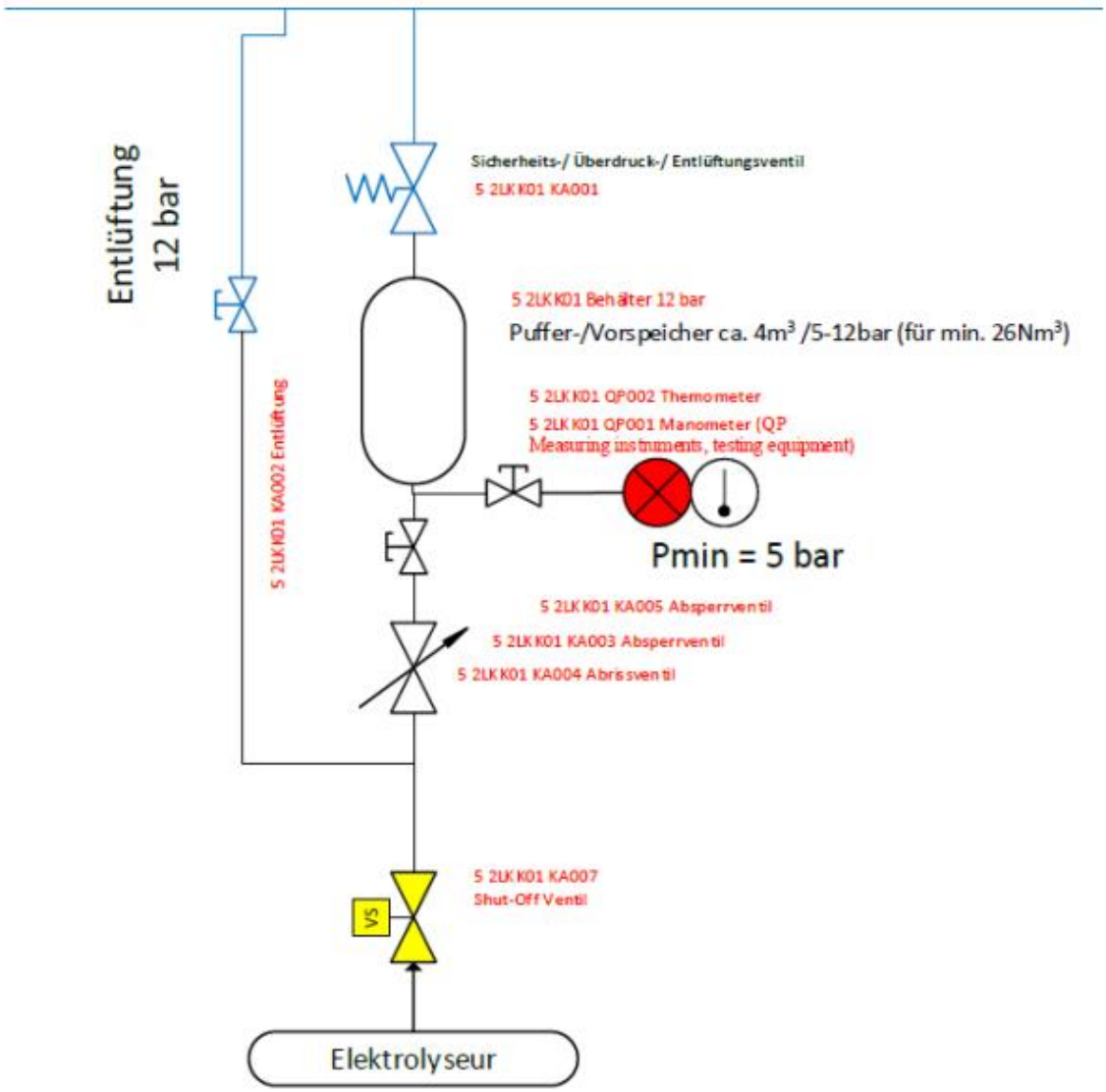


Abbildung 85: Ausschnitt aus dem Übersichtsblockschaltbild, Vorspeicher mit allen Ventilen und Sicherungen

Abbildung 85 zeigt den erwähnten Ausschnitt ohne die Abgänge zum Verdichter und zum Gebäude. Die rot eingetragenen Buchstaben- und Zahlenkombinationen bezeichnen das jeweilige Objekt nach dem vereinbarten Kennzeichnungssystem. Die Baugruppe trägt die übergeordnete Bezeichnung 5 LK K01. Auf die weiteren Details zur Kennzeichnung wird noch in Kapitel 8 eingegangen.

Bei den Bauteilen 5 LKK01 KA001, Überdruckventil und 5 LKK01 KA004 Abrissventil handelt es sich um Sicherheitseinrichtungen. Beim Abrissventil wurde bewusst die mechanische und damit eigensichere Variante gewählt. Das Ventil schließt über einen Mechanismus, sobald der Fluss den voreingestellten Wert übersteigt. Dies würde zum Beispiel passieren, wenn die Leitung bricht oder gekappt wird. Eine Rückstellung ist nur von Hand möglich. Auch beim Überdruckventil handelt es sich um ein mechanisch arbeitendes über Federdruck voreingestelltes Bauteil. Die Voreinstellung sorgt dafür, dass das Ventil bei einer Überschreitung des Betriebsdrucks (hier 12 bar) und vor dem Erreichen des maximalen Arbeitsdrucks (hier 16 bar) öffnet und dadurch ein Bersten des Behälters verhindert. Das austretende Gas wird über eine Entlüftungsleitung nach oben geführt. Bei Unterschreiten des Auslösedrucks schließt das Ventil selbständig. Das Ventil ist möglichst direkt und ohne Absperrmöglichkeit mit dem Behälter zu verbinden. Natürlich müssen alle Verbindungsrohre auf den entsprechenden Druck hin ausgelegt sein und auch den notwendigen Querschnitt aufweisen. Da das Sicherheitsventil auch von Hand geöffnet werden kann, kann hierüber bei der Inbetriebnahme eine Entlüftung / Spülung des Behälters vorgenommen werden. Ventil 5 LKK01 KA003 erlaubt eine manuelle Trennung des Speichers vom System, z.B. zu Speicherwartung oder wenn am Rohrsystem Arbeiten wie beispielsweise der Tausch des Abrissventils vorgenommen werden müssen. In solchen Fällen erlaubt das ebenfalls handbetätigte Ventil 5 LKK01 KA002 eine Druckentlastung und nach Abschluss der Arbeiten eine gezielte Entlüftung / Spülung des Rohrsystems. Die beiden Sensoren 5 LKK01 QP001 (Druckmessung) und 5 LKK01 QP002 (Temperatur) werden so eingesetzt, dass eine Trennung vom Gassystem über das Ventil 5 LKK01 KA005 erfolgen kann. Damit ist ein Austausch der Sensoren im laufenden Betrieb möglich. Dieses Konzept wurde auch bei anderen Baugruppen beibehalten, so dass bspw. Flussmesser und Druckregler mit allen peripheren Komponenten über zwei Handventile vom System getrennt werden und damit als Block getauscht werden können.

7 Rückverstromung / Brennstoffzellen

FH SWF: Marktanalysen, Auswahl mögl. Komponenten, Brennstoffzellensysteme, -module
TWS: Modul- und Systemdesign, Gespräche mit mögl. Partnern
ISW: Wärmeeinbindung

Im Südwestfälischen Energiezentrum soll die Rückverstromung des durch den Elektrolyseur erzeugten Wasserstoffs über Brennstoffzellen erfolgen. Dieses Brennstoffzellensystem hat nicht die Aufgabe, hohe Leistungsspitzen abzudecken. Diese werden von einem Batteriezwischenspeicher abgedeckt. Anhand des in Kapitel 2.2 beschriebenen Berechnungs- und Auslegungswerkzeuges konnten die Leistungsanforderungen an das Brennstoffzellensystem in Form der Grundlast und des mittleren Verbrauchs ermittelt werden. Demnach muss das System eine Last von ca. 16 - 20 kW abdecken können. Wegen der vergleichsweise niedrigen Betriebstemperaturen, die eine einfache Einkopplung der Verlustwärme ins Heizungssystem des Energiezentrums erlauben, wurden im Rahmen des Projektes vorrangig Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzellen (PEM-BZ) im Hinblick auf ihre Eignung untersucht.

Essentiell für den Betrieb des Brennstoffzellensystems bzw. der Rückverstromung von Wasserstoff ist die Zuverlässigkeit und damit die Verfügbarkeit während des Betriebs. Es ist wichtig, dass das eingesetzte System zu jedem Zeitpunkt angesprochen werden kann und der vom Energiemanagement bestimmten Leistungsanforderung folgt. Deshalb ist es von Vorteil, ein getestetes Brennstoffzellensystem von einem namhaften Hersteller zu beziehen. Eine eigene Entwicklung eines Systems, angefangen beim Brennstoffzellenstack über die Auswahl der geeigneten Peripherie, der Elektronik und der Entwicklung der Betriebsalgorithmen, ist nur über einen längeren Zeitraum realistisch und umsetzbar. Allerdings hat dieses Vorgehen den Vorteil, dass die vor allem bei der Fachhochschule Südwestfalen bereits vorhandenen Kenntnisse in diesem Bereich weiter gefestigt und vertieft werden. Darüber hinaus gibt es auch Interesse aus der privaten Wirtschaft, namentlich der Firma Schunk Bahn- und Industrietechnik GmbH, neben den Brennstoffzellenstacks aus eigener Fertigung auch komplette Systeme liefern zu können. Um den Anforderungen eines zuverlässigen Betriebs und einer gleichzeitig laufenden Entwicklungsoption gerecht werden zu können, wird deshalb auch eine Variante des Rückverstromungssystems beschrieben, das sich aus einer Kombination verfügbarer Systeme mit einer Eigenentwicklung zusammensetzt.

Die auf dem Markt verfügbaren Brennstoffzellensysteme können in drei Anwendungsbereiche unterteilt werden. Ein Bereich deckt die mobile Anwendung von Brennstoffzellen ab (z.B. PKWs oder LKWs), ein weiterer Bereich die stationären Anwendungen (Hybridanwendungen, Inselsysteme) und der dritte Bereich der Brennstoffzellensysteme betrifft die unterbrechungsfreie Stromversorgung. Jede Art von Applikation hat unterschiedliche Anforderungen an das Brennstoffzellensystem. Eine mobile Anwendung muss möglichst in Bezug auf Lebensdauer und Witterungsbeständigkeit konkurrenzfähig zu konventionellen Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren sein und mit verhältnismäßig häufigen Start/Stopp-Zyklen zurechtkommen. Die stationären Anwendungen unterscheiden sich je nach Aufgabenbereich grundsätzlich in Bezug auf die Lebensdauer der Brennstoffzellenstacks. Für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung ist eine sofortige Verfügbarkeit essenziell, wohingegen nur geringe Anforderungen an die Lebensdauer gestellt werden. Einige hundert Stunden im Jahr sind

hier ausreichend. Eine Anwendung im stationären Bereich mit kontinuierlichem Betrieb (>1.000 h im Jahr) stellt dementsprechend bezüglich der Lebensdauer deutlich höhere Ansprüche an das System. Diese Unterschiede in den Anforderungen spiegeln sich natürlich im Systemdesign und nicht zuletzt auch im Preis wider, da z.B. hochwertigere Materialien mit einer höheren Standzeit verwendet werden müssen.

Tabelle 20: Verfügbare Brennstoffzellensysteme nach der durchgeführten Marktrecherche

Hersteller	Typbezeichnung	Leistung	Preis	Lebensdauer
Hydrogenics GmbH	HD 8-200	1 – 8.5 kW	27.000 €	>10.000 h
Proton Motor Fuel Cells GmbH	Module S5	1.5 – 6.2 kW	35.000 €	>10.000 h
Ballard Power Systems Inc.	Referenzsystem	beliebig	>100.000 €	
Nedstack fuel cell technology BV	XXL9.5 (Stack)	7.5kW	20.000 €	>12.000 h
Schunk Bahn- und Industrietechnik GmbH	FC-42 (Stack)	Max. 1.4 kW	Absprache	>5.000 h

Ausgehend von den erforderlichen Spezifikationen verbleiben lediglich wenige Hersteller, deren Systeme für die Anwendung im Südwestfälischen Energiezentrum geeignet sind. In Tabelle 20 sind neben Komplettsystemen auch zwei Brennstoffzellenstackhersteller (Nedstack und Schunk) benannt. Diese Firmen entwickeln keine eigenen Systeme, sondern vertreiben die Stacks an OEM-Hersteller. Nedstack bietet Stacks in verschiedenen Leistungsklassen an und könnte somit auch kaskadiert die Leistungsanforderung des Zentrums abdecken. Wie bereits erwähnt, erfordert eine solche F&E-Option allerdings Zeit und der Stacklieferant sollte sich wegen der Vielschichtigkeit der Problemstellungen aktiv an der Entwicklung beteiligen. In den geführten Gesprächen hat die Firma Schunk Bahn- und Industrietechnik GmbH ein Interesse an einer Zusammenarbeit geäußert, so dass ein entsprechendes Projektkonzept erstellt wurde, das weiter unten im Detail beschrieben wird.

Die Firma Ballard Power Systems Inc. produziert Brennstoffzellenstacks in Eigenentwicklung. Zusätzlich bietet Ballard Systeme an, die allerdings nur für unterbrechungsfreie Stromversorgungen oder für PKWs mit hohen Leistungsanforderungen ausgelegt sind. Wie die Gespräche mit Ballard ergeben haben, gibt es die Möglichkeit, ein Referenzsystem angepasst an die eigenen Anforderungen anfertigen zu lassen. Dieses Vorgehen wird aber von Ballard nicht unbedingt begrüßt und auch die Höhe der notwendigen Investitionen ist für eine Einzelanwendung kaum zu rechtfertigen.

Für die im Energiezentrum benötigte Rückverstromung verbleiben damit lediglich zwei Firmen, die ein fertiges System liefern können. Die Unterschiede liegen in der Flexibilität bei der Systemgröße und im Preis. Die Firma Proton Motor Fuel Cells GmbH mit Sitz in Puchheim

liefert fertige Systeme im Leistungsbereich bis 6.2 kW aus, die auch kaskadiert werden können. Die Firma Hydrogenics GmbH baut Systeme mit einer großen Spannweite an Leistungen für verschiedene Anwendungen. Neben den deutlich geringeren Investitionskosten spricht auch das breitere Anwendungsspektrum für die Firma Hydrogenics. Hinzu kommt, dass die Firma in NRW ansässig ist.

Hydrogenics GmbH bietet Brennstoffzellensysteme in den verschiedenen Leistungseinstufungen an. Für einen ordnungsgemäßen Betrieb der Rückverstromung könnte ein einziges 16.5 kW Modul zum Einsatz kommen. Diese Systemarchitektur bringt zwei essentielle Nachteile mit sich. Zum einem bietet diese Systemanordnung keine Reserven bei einem Ausfall der Brennstoffzelle und zum anderen ist die Lebensspanne des Stacks erheblich limitiert. Ausgehend von den Ergebnissen des Berechnungsmodells beläuft sich die durchschnittliche Betriebsdauer des Brennstoffzellensystems auf knapp 3000 h im Jahr. Dies hat zur Folge, dass lediglich 3.3 Jahre Betriebszeit abgedeckt werden können.

$$t_{BZ16} = \frac{10.000\ h}{3.000\ \frac{h}{a}} = 3.3\ a$$

Wenn allerdings das Brennstoffzellensystem so auslegt wird, dass mehrere Module kaskadiert werden, entsteht zum einen eine Redundanz z.B. bei Ausfall eines Moduls oder bei der Stilllegung für Wartungszwecke und zum anderen wird die Standzeit des Gesamtsystems verlängert, weil im Teillastbereich nicht immer zwei Module betrieben werden müssen und eine Verteilung der Betriebszeiten möglich wird (wear levelling). Wird ein System mit jeweils zwei Modulen à 8.5 kW eingesetzt, ergibt sich eine Lebenserwartung von mindestens 4,5 Jahren. Zwar bleibt die Gesamtbetriebszeit bei 3.000 h im Jahr, nach den Ergebnissen der Berechnungen liegt die Leistungsanforderung aber nur während 1.400 h oberhalb von 8,5 kW. In den verbleibenden 1.600 h können die Module alternierend eingesetzt werden. Damit ergibt sich dann die genannte Gesamtstandzeit nach der folgenden Gleichung:

$$t_{BZ8.5} = \frac{10.000\ h}{(\frac{1.600}{2}\ {}^{h}/_{a} + 1.400\ {}^{h}/_{a})} = 4.5\ a$$

Eine Kaskadierung mit mehr als zwei Modulen erhöht die Komplexität des Systems massiv und bringt nach den vorliegenden Berechnungen keinen wesentlichen Vorteil mehr.

Einzelne Brennstoffzellen erzeugen eine Gleichspannung, die je nach Lastfall zwischen ca. 0,5 V (Volllast) und ca. 1 V (Leerlauf) liegt. Diese Zellen werden üblicherweise solange in Reihe geschaltet, bis Strom und Spannung auf einem technisch handelbaren Niveau liegen. Bei Systemen im unteren kW-Bereich sind dies typischerweise ca. 130 Zellen. Die Systemspannung liegt dann im Nennleistungspunkt bei 70-80 V, was bei einer Nennleistung von 8,5 kW einen Strom von ca. 110 A zur Folge hat. Die Systemspannung variiert bei einer solchen Auslegung zwischen ca. 65 V und 130 V. Für einen Betrieb am Netz sind daher Wechselrichter erforderlich, die solche Spannungsschwankungen auf der Gleichstromseite ausgleichen und eine phasensynchrone Wechselrichtung vornehmen. Dabei ist ein unidirektionales Gerät ausreichend. Da die Hersteller der Brennstoffzellensysteme die Systemgrenze

auf der elektrischen Seite am Ausgang der Brennstoffzelle ziehen, obliegt die Beschaffung der Wechselrichter dem Anwender. Auf dem Markt sind solche Wechselrichter für den geforderten Leistungsbereich von ca. 8.5 kW bei verschiedenen Herstellern zu finden.

In Tabelle 21 sind einige Hersteller aufgelistet. Standardprodukte können hier direkt erworben werden. Allerdings ist es im speziellen Fall erforderlich, dass die Besonderheiten der Betriebsführung der Brennstoffzelle von der Firmware der Wechselrichter berücksichtigt werden. Hierzu sind Detailabsprachen mit dem Hersteller unumgänglich. Deshalb sind aktuell eine exakte Abstimmung der Produkte und die Angabe von genauen Preisen noch nicht möglich, zumal manche Hersteller bei der Nennung von Richtpreisen bereits einen Aufschlag für die Anpassungsarbeiten mit einrechnen, während andere Hersteller den Standardpreis nennen und die Anpassungsarbeiten völlig separat gesehen werden. Dennoch vermittelt Tabelle 21 einen ersten Eindruck von den Gestehungskosten. Abbildung 86 zeigt ein schematisches Bild der Systemkomponenten Brennstoffzelle, Wechselrichter und Steuerung.

Tabelle 21: Verfügbare Wechselrichter für den Betrieb einer Brennstoffzelle

Hersteller	Leistung	Preis	Hinweis
Gustav Klein GmbH & Co. KG	~10kVA	>20.000 €	Anpassung nach Absprache
Eltek Deutschland GmbH	~10kVA	Systemauslegung nach Absprache	
Cysco Energy	~10kVA	>9.000 €	Anpassung nach Absprache
aixcon PowerSystems GmbH	3kVA	Systemauslegung nach Absprache	
spower GmbH	~10kVA	Systemauslegung nach Absprache	

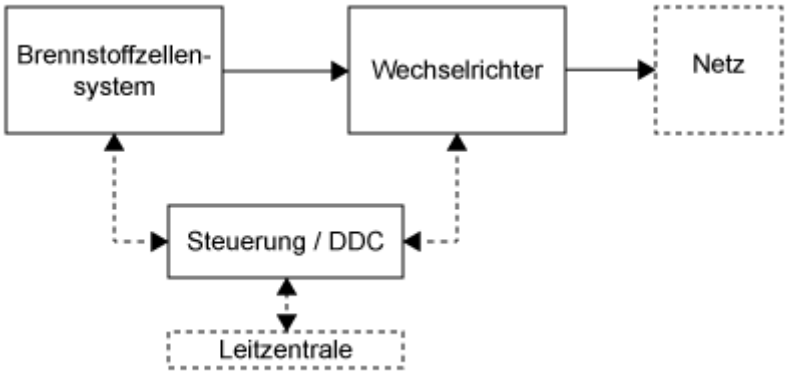


Abbildung 86: Architektur der Netzeinbindung und des Steuerungssystems für die Rückverstromung

Obwohl der elektrische Wirkungsgrad von PEM-Brennstoffzellen über 50% liegt, muss doch ein nicht zu vernachlässigender Anteil der umgesetzten Energie in Form von Wärme abgeführt werden. Der Betrieb von Brennstoffzellensystemen erfordert daher eine Kühlung, die

dafür sorgen muss, dass der PEM-Stack bei einer optimalen Temperatur von 50°C bis 55°C betrieben wird. Üblicherweise werden Systeme mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als 2 kW mit Wasser gekühlt, da sich die Systemgröße dadurch erheblich reduziert. Die Kühlung im Energiezentrum soll durch eine Anbindung an das Heizungssystem des Gebäudes gelöst werden. Durch die konsequente Auslegung des Heizungssystems auf eine Niedertemperaturwärmeverteilung (vergl. Kapitel 3.3) liegt die maximale Vorlauftemperatur der Heizung bei 35 °C. Mit einer Grädigkeit von 20 °C steht ausreichend Spielraum für eine optimale Temperierung des Systems zur Verfügung. Hinzu kommt, dass die relativ konstante Wassertemperatur des Heizungssystems das Brennstoffzellensystem auf einem günstigen Temperaturlevel halten kann und es dann möglich ist, das System schnell vom Ruhezustand in den Betriebspunkt zu bringen.

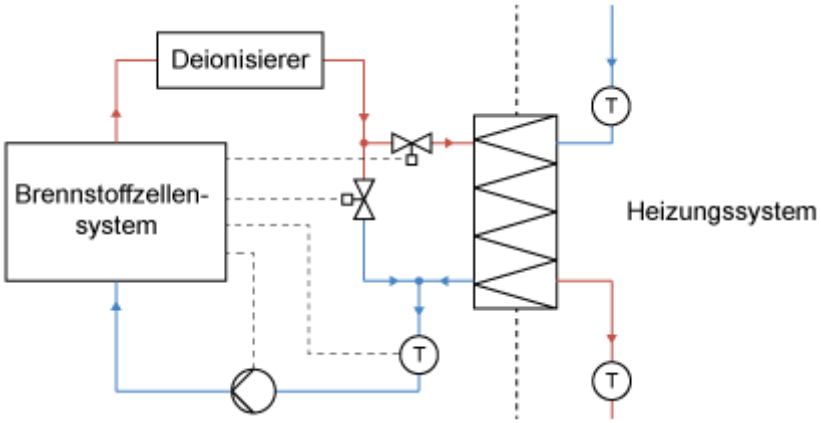


Abbildung 87: Brennstoffzellenkühlsystem

Im Bereich der Brennstoffzellen muss für die Kühlung de-ionisiertes Wasser eingesetzt werden. Daher wird zur Entkopplung vom Heizsystem ein Edelstahlwärmetauscher benötigt. Der brennstoffzellenseitige Teil des Kühlkreislaufs (Primärseite) wird durch das System selber gesteuert und geregelt (Wasserpumpe und Ventile). Für die Startphase können die Ventile so geschaltet werden, dass das Kühlmedium in einem Bypass an dem Wärmetauscher vorbei geführt wird, um so einen schnelleren Temperaturanstieg des Stacks zu ermöglichen. Hinzu kommt, dass der Wasserfluss durch die Wasserpumpe automatisch mitgeregelt wird. Es ist deshalb lediglich darauf zu achten, dass die Sekundärseite (Heizungssystem) einen entsprechenden Wasserfluss bereitstellt, um eine Abwärme von maximal 13.5 kW je Modul abzuführen. Hierzu wird der Fluss auf der Sekundärseite über ein Steuerventil beeinflusst. Die notwendigen Informationen werden durch einen Sensor auf der Primärseite erfasst, die Steuerung erfolgt durch die Heizungssteuerung des Gebäudes.

Für den Betrieb der Rückverstromung wird eine Steuerung bzw. eine DDC-Einheit (SPS-Anlage mit Vor-Ort-Bedienung) benötigt. Aus den in den Kapiteln 8.2 und 9 dargelegten Gründen sollen die verschiedenen DDC-Einheiten des Energiezentrums durch Komponenten der Firma Beckhoff Automation realisiert werden. Die DDC der Rückverstromung wird vor allem die Koordination zwischen Brennstoffzellenbetrieb und Wechselrichter sowie die Kommunikation mit der übergeordneten Steuerung (Prozesssystem und Energiemanagement) übernehmen. Die Kommunikation zwischen DDC und Brennstoffzelle basiert bei dem

System von Hydrogenics auf dem CAN-Protokoll. Beim Wechselrichter kommt es auf den jeweiligen Hersteller an, welche Schnittstelle bereitgestellt wird (z.B. seriell, CAN- oder Profibus). Es sind aber unabhängig vom Typ der Schnittstelle entsprechende Schnittstellenadapter verfügbar.

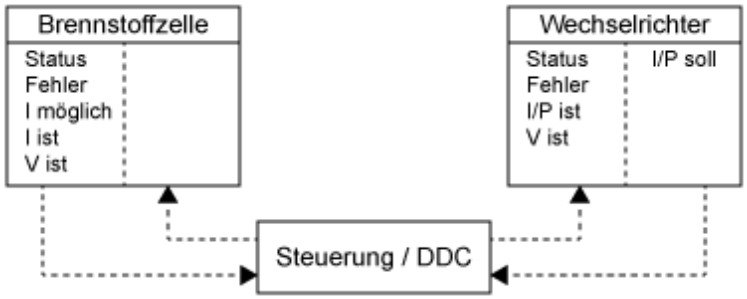


Abbildung 88: Kommunikationsdaten zwischen DDC, Brennstoffzelle und Wechselrichter

Die DDC der Rückverstromung soll weder die Brennstoffzellen- noch die Wechselrichterbetriebsführung im Detail übernehmen. Insbesondere die Regelung der Brennstoffzelle ist eine komplexe Aufgabe mit vielen Einzelkomponenten, für deren Bewältigung der Hersteller einen aufwendigen, teils über Jahre optimierten Algorithmus, in der Steuereinheit hinterlegt. Prinzipiell würde es aus Sicht des Energiemanagements ausreichen, wenn der Wechselrichter die Steuersignale entsprechend umsetzt. Dabei kann es aber passieren, dass die Leistungsanforderung über die aktuellen Möglichkeiten des Brennstoffzellensystems hinausgeht. Diese ist abhängig vom Betriebspunkt und wird durch das Brennstoffzellensystem aus der Temperatur, Feuchte und weiteren Betriebsparametern berechnet. Es obliegt der DDC der Rückverstromung, diesen Betrieb zu koordinieren. Hierzu werden, wie in Abbildung 88 vereinfacht dargestellt, verschiedene Register von beiden Einzelkomponenten bereitgestellt. Für den Betrieb werden vor allem Statuswerte, Fehler und Istwerte benötigt. Der Wechselrichter hingegen braucht neben den Statusregistern auch eine Sollwertvorgabe, die zur Steuerung der Rückverstromung über das Management dient. Weitere Parameter können je nach Hersteller ggf. abweichen bzw. dazukommen. Auf die gegenüber dem Managementsystem aufzubauende Kommunikation mit ihren einzelnen Daten und Statussignalen wird in Kapitel 8 näher eingegangen (siehe auch Kommunikationsschema im Anhang).

Wie eingangs des Kapitels dargelegt, gibt es neben der Verwendung betriebsbereiter Brennstoffzellensysteme die Option einer angepassten Eigenentwicklung, die auch einen gezielten Aufbau von eigenem Knowhow mit sich bringt. Um dabei den technischen Betrieb des Energiezentrums, der ja für den Erkenntnisgewinn in anderen Themenfelder unerlässlich ist, möglichst kurzfristig realisieren und auch sichern zu können, sollte ein gemischter Aufbau aus kommerziellen und eigenen Entwicklungen realisiert werden. Neben der Fachhochschule Südwestfalen hat insbesondere die Firma Schunk Bahn- und Industrietechnik GmbH als potentieller Projektpartner Interesse daran, Brennstoffzellensysteme auf Basis der eigenen Stacks aufzubauen, um so das Produktportfolio abzurunden. Aktuell bietet Schunk nur die Stacks an sich an. Die maximale Nennleistung liegt dabei bei 1.440 W. Da die Leistung von

1.4 kW für viele Anwendungen – so auch für das Energiezentrum – relativ gering ist, sollen größere Einheiten in Modulbauweise erstellt werden. Das heißt, dass z.B. vier Module mit je einem Stack dieser Leistung eine Gesamtleistung von 5,7 kW bereitstellen könnten. Wird mehr Leistung benötigt, können weitere Module angekoppelt werden.

Ein Brennstoffzellenmodul muss zum Betrieb eines Brennstoffzellenstacks grundsätzlich die Versorgung mit den drei Medien Sauerstoff, Wasserstoff und Kühlwasser sicherstellen. Um dabei einen optimalen Betrieb gewährleisten zu können, ist zum einen die Auswahl der Komponenten für die Bereitstellung der Medien von zentraler Bedeutung. Zum anderen spielen Ansteuerung und Regelung der Medienflüsse und damit die Generierung eines optimalen Betriebspunktes eine ganz entscheidende Rolle. Die Auskopplung der erzeugten elektrischen Energie kann je nach Anwendung auf Gleichspannung oder Wechselspannung ausgelegt werden. Es gibt mehrere unterschiedliche Ansätze, wie solche Module aufgebaut und gekoppelt werden können. In Abbildung 89 und Abbildung 90 sind die mit der Firma Schunk entwickelten Modulkonzepte dargestellt. Das Konzept nach Abbildung 89 setzt dabei auf den Aufbau völlig autarker Module, die im Wesentlichen über die Steuerungen im Master-Slave-Betrieb verknüpft werden. Diese Bauweise lässt die einfache Kopplung einer fast beliebigen Zahl von Modulen zu, ist aber verhältnismäßig aufwendig, da in jedem Modul alle Komponenten vorhanden sein müssen. Das in Abbildung 90 dargestellte Konzept setzt dagegen auf eine Art Modulrahmen, in den die Medienversorgung integriert ist. Die einzelnen Stacks werden hier eingesteckt. Da bei diesem System die Versorgung mit Medien immer über die gleichen Komponenten erfolgt, ist die Anzahl der Stacks pro Modulrahmen sicher begrenzt und insbesondere bei kleinen Leistungen ergeben sich hohe spezifische Kosten, da die Komponenten für den weiteren Ausbau bereits vorhanden sind. Auf weitere Details wird im Folgenden noch näher eingegangen.

Wie in Abbildung 89 dargestellt, werden die Module so ausgestattet, dass alle Funktionalitäten, welche für den Betrieb eines Brennstoffzellenstacks benötigt werden, vorhanden sind. Die Luftversorgung beinhaltet einen Luftfilter, ein Gebläse und einen Befeuchter, um den Feuchtehaushalt auch bei Extrembedingungen (z.B. Temperaturen über 60°C) zu gewährleisten. Auf der Wasserstoffseite wird der Eingangsdruck für die Anodenseite aufbereitet und bereitgestellt. Die Kühlung des Systems basiert auf einem Plattenwärmetauscher, welcher so eingesetzt wird, dass z.B. ein zentrales Kühlsystem angebunden werden kann. Die elektrische Verbindung zum Verbraucher kann je nach Typ des Verbrauchers entweder durch einen Wechselrichter oder einen Gleichspannungswandler realisiert werden. Für den Betrieb und die Steuerung bzw. Regelung enthält jedes Modul die notwendige Sensorik sowie eine Steuereinheit, die dafür sorgt, dass der Brennstoffzellenstack optimal betrieben wird. Ebenso ist in dieser Steuerung eine Kommunikationsschnittstelle vorgesehen, die Daten von außen abfragt oder Statussignale sendet. Sollte die Leistung von 1.4 kW nicht ausreichen, so können mehrere Module parallel verschaltet werden. Die verschalteten Module sollen dann so agieren als handelte es sich um ein System. Das heißt, dass ein Modul bei der Verschaltung als Master definiert wird und die anderen Module als Slave fungieren. Von einer Leitzentrale aus wird nur das Mastermodul angesprochen. Dieses übernimmt dann die interne Koordination und verteilt z.B. die Leistung gleichmäßig auf alle Module, betreibt ein wear-levelling, indem es die Leistung basierend auf den jeweiligen Betriebsstunden zuordnet oder optimiert

den Systemwirkungsgrad, indem es die beste Kombination an Wirkungsgradbereichen der Einzelmodule einstellt. Wie bereits erwähnt, lassen sich so prinzipiell beliebig viele Module kombinieren, wobei dann allerdings die Komplexität des Masterbetriebs deutlich zunimmt und praktisch eine allgemeingültige Beschreibung der Betriebszustände unabhängig von der Modulanzahl hinterlegt werden muss. Jedes Modul muss dabei die Funktionalität eines Masters übernehmen können, um bei Systemveränderungen flexibel einsetzbar zu sein.

Das zweite Konzept, welches in Abbildung 90 illustriert ist, basiert nicht auf dem Unterbringen der kompletten Funktionalität in jedem Modul. Ein Einzelmodul ist minimal aufgebaut und umfasst nur die wichtigsten Komponenten, die nicht über eine Zentraleinheit übernommen werden können. Die Zentraleinheit, der Modulrahmen, ist in diesem Fall das wichtigste Systemelement. Die Versorgung mit Luft, Wasserstoff und Kühlmedium wird hier bereitgestellt. In den einzelnen Stackmodulen befindet sich eine Elektronik, die dafür sorgt, dass der Stack unter den aktuellen Betriebsbedingungen optimal versorgt wird. Das geschieht z.B. über entsprechende Regelventile im Moduleingang. Diese Stackmodule können nur als Slave fungieren. Die Kommunikation nach außen, die Leistungsaufteilung und die generelle Regelung der Betriebsparameter der einzelnen Module werden von der Zentraleinheit übernommen. Da die Anzahl der Module, die in einer solchen Zentraleinheit zusammengefasst werden kann, allein durch die Bereitstellung der Medien begrenzt sein wird, nimmt auch die Komplexität der Steuerung ab. Je nach Spanne in der Modulanzahl bleibt aber zu berücksichtigen, dass bei dieser Lösung die Systemeffizienz bei kleinen Leistungen (ein Modul in einer großen Zentraleinheit) relativ gering sein wird, wohingegen die spezifische Kosten eher hoch ausfallen.

Mit dem Einsatz kommerziell verfügbarer Systeme zur Rückverstromung des gespeicherten Wasserstoffs, wäre sicherlich ein verlässlicher Betrieb des Versorgungssystems einfacher zu realisieren als über eine Eigenentwicklung. Es stehen dann aber keine internen Informationen (Stackbetriebsparameter) und keine Eingriffsmöglichkeiten auf diese Parameter zur Verfügung. Die Entwicklung eigener Systeme im Südwestfälischen Energiezentrum würde die Erarbeitung von Kompetenzen im Bereich der Brennstoffzellenbetriebsführung ermöglichen. Eigene Systeme können nicht nur für die Rückverstromung genutzt werden, sondern auch im Rahmen von Praktikumsversuchen in die geplante Aus- und Weiterbildung, in Seminare oder Lehrveranstaltungen eingebunden werden. Durch die Eigenentwicklung können die Betriebsparameter über die Kommunikationsschnittstelle abgefragt, visuell dargestellt und beeinflusst werden. Dies hat den Vorteil, dass Zusammenhänge aus den Grundlagen praktisch vermittelt werden können. Ein Beispiel für einen solchen Versuch könnte die Veränderung der Kühlwasserzufuhr mit der daraus resultierenden Temperaturänderung im Stack sein, die sich in der Effizienz des Systems widerspiegelt. Ein anderer Ansatz wäre zum Beispiel die Beobachtung der Ausgangsspannung bei konstanter Leistungsabgabe, die bei einem veränderten Wasserstoff-/Luftverhältnis stark schwanken wird.

Um die bestehenden Optionen optimal nutzen zu können, sollte eine Kombination kommerzieller und eigener Entwicklungen realisiert werden, zumal von Seiten eines Partners aus der Wirtschaft Interesse an den Entwicklungsarbeiten besteht.

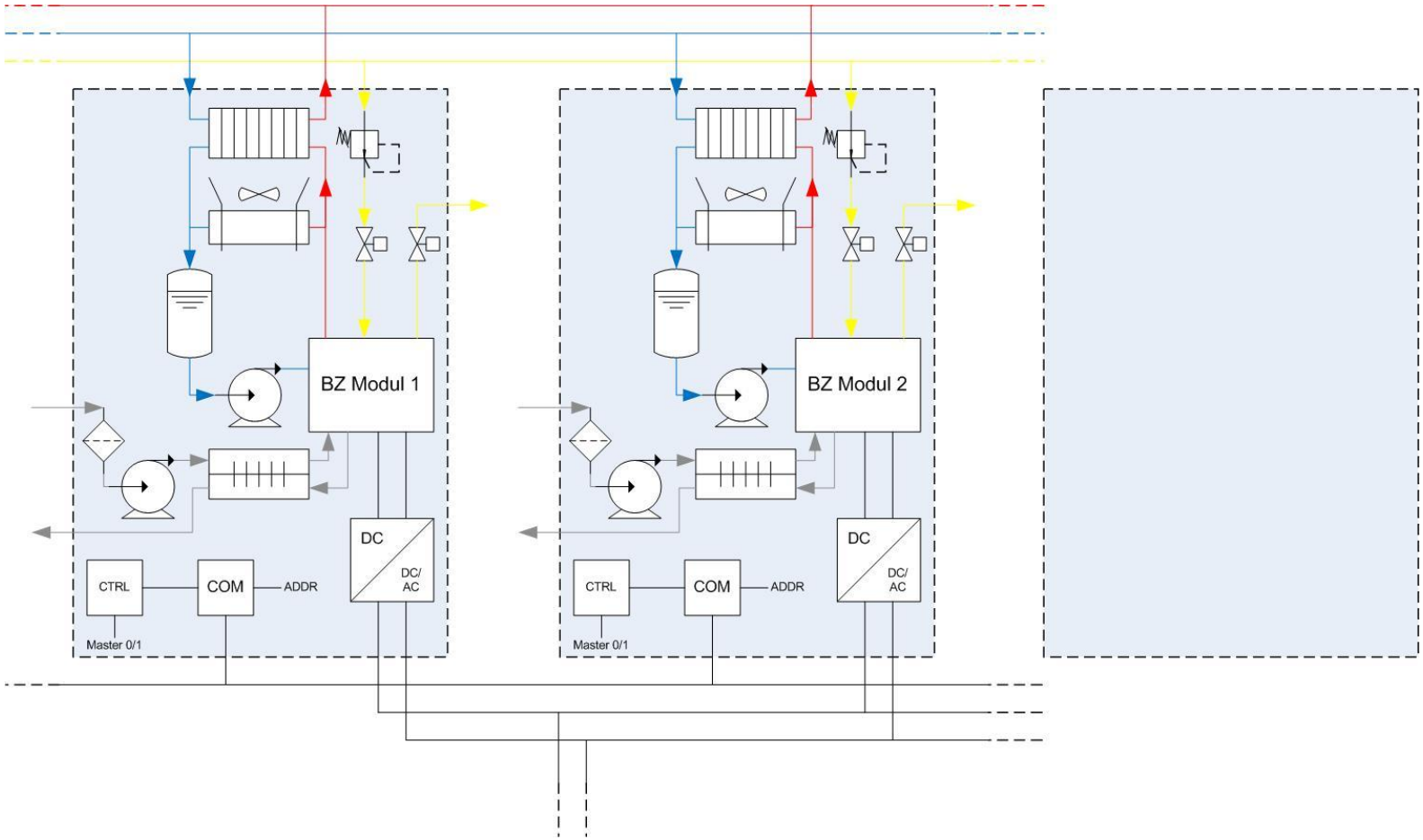


Abbildung 89: Brennstoffzellen in autarker Modulbauweise ohne Zentraleinheit

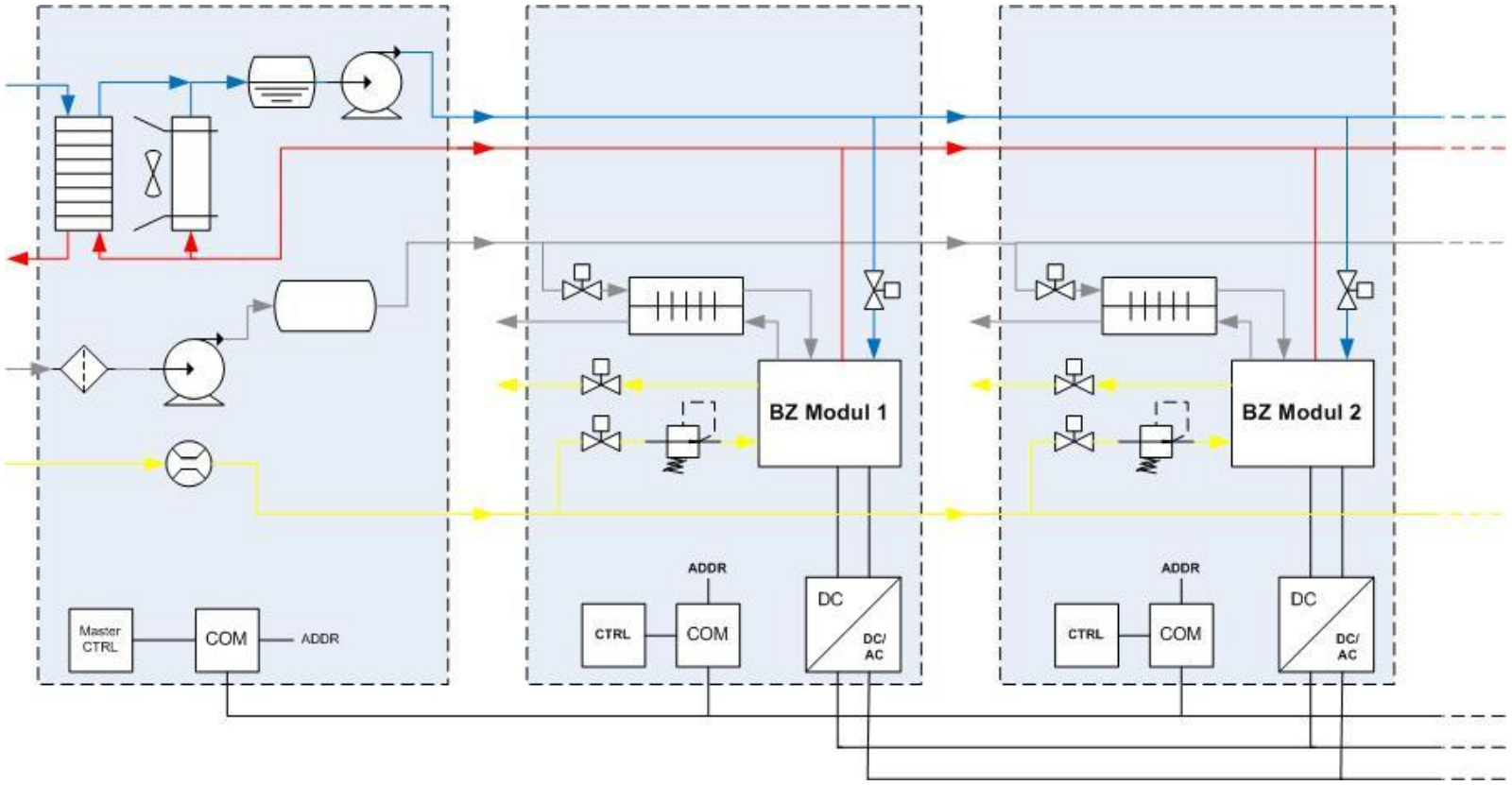


Abbildung 90: Modulbauweise mit Zentraleinheit

8 Prozessanbindung

FH SWF: Erstellung des Kennzeichnungssystems
Hardwareermittlung, Kommunikationsschema, Logik
TWS: Softwaretool zur Kennzeichnung, „Übersetzungstabellen“
Prinzipdarstellungen, Kommunikationspfade/Interface

Das Hybridenergiesystem des Südwestfälischen Energiezentrums besteht aus vielen unterschiedlichen Komponenten, bei denen Möglichkeiten und Fähigkeiten zur Systemintegration ganz unterschiedlich ausgeprägt sind. Manche Komponenten sind mit umfangreichen Steuerungen ausgestattet, die nach Herstellerangaben auch alle benötigten Daten und Signale bereitstellen können. Andere Einheiten verfügen lediglich über ein rudimentäres Steuersystem, das zudem für anders gelagerte Anwendungsbereiche ausgelegt ist. Einige der Systeme müssen speziell für das Zentrum entwickelt werden. Trotz der Unterschiede müssen Möglichkeiten entwickelt werden, die die Erstellung einer Gesamtanlage erlauben. Bei der Konzeptionierung des Projektes wurden diese Punkte im Arbeitspaket „Prozessanbindung“ zusammengefasst. Die entsprechenden Ergebnisse werden im Anschnitt 8.2 präsentiert.

Wie sich bei der Projektbearbeitung schnell herausgestellt hat, ist auch eine eindeutige und flexible Kennzeichnung der Komponenten als Schlüssel zum Erfolg zu sehen. Die Arbeiten zu diesem Punkt haben sich als relativ umfangreich und wichtig herausgestellt. Die diesbezüglichen Aspekte sollen daher zunächst in diesem Kapitel als Unterpunkt 8.1 erläutert werden. Die Entwicklung des Kennzeichnungssystems hat die Fachhochschule Südwestfalen übernommen. Die konkrete Implementierung wurde anschließend mit TWS abgesprochen. Hier sind auch einfache Softwarewerkzeuge entwickelt worden, die die Kennzeichnung erleichtern und entsprechende „Übersetzungstabellen“ zwischen einfacher und formaler Nomenklatur erstellen können.

8.1 Kennzeichnungssystem

8.1.1 **Formale Struktur**

Die erreichte Komplexität des Südwestfälischen Energiezentrums benötigt sowohl in der Planungs- als auch in der Ausführungsphase eine eindeutige Kennzeichnung der verschiedensten System- und Prozesskomponenten. Aus diesem Grund wurde im Laufe des Projektes von der Fachhochschule ein Kennzeichnungssystem in Anlehnung an das Kraftwerks-Kennzeichnungssystem (KKS) der Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber (VGB) eingeführt. Da einige der für das Energiezentrum benötigten Komponenten nicht explizit im KKS aufgeführt sind, wurde die im Kennzeichnungssystem implementierte Möglichkeit genutzt, die bestehenden Kennungen zu erweitern und eine entsprechende Ergänzung vorzunehmen.

Das Kraftwerks-Kennzeichnungssystem wurde in den 80er Jahren durch die Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber eingeführt. Das System dient dem Zweck, die unterschiedlichen Kraftwerkskomponenten mit einem einheitlichen Kraftwerks-Kennzeichnungsschlüssel zu bezeichnen, um so eine eindeutige Identifizierung der Komponenten zu ermöglichen. Die Kennzeichnung wird durch zwei vom VGB veröffentlichten Leitlinien festgelegt. Die VBG-

Leitlinie (VGB B105) beschreibt das grundlegende Prinzip des Kraftwerks-Kennzeichnungssystems, während die Leitlinie (VGB B106) die Anwendung mit Hilfe von praxisnahen Beispielen erläutert. Beide Leitlinien sind zwingend notwendig, um eine eindeutige Kennzeichnung aller Systeme und Komponenten eines Kraftwerkes zu ermöglichen. Das Kraftwerks-Kennzeichnungssystem besteht im Wesentlichen aus drei verschiedenen Kennzeichnungsarten:

1. Verfahrenstechnische Kennzeichnung
Die Verfahrenstechnische-Kennzeichnung dient der Charakterisierung eines Bezugsobjektes, wie beispielsweise Systemen, Anlagen, Komponenten und Installationen nach seiner verfahrenstechnischen Funktion im Kraftwerksprozess.

2. Einbauort-Kennzeichnung
Die Einbauort-Kennzeichnung dient der Charakterisierung der Einbauorte und Einbauplätze innerhalb von elektrotechnischen Systemen, wie beispielsweise Schaltschränken oder Konsolen.

3. Raum-Kennzeichnung
Die Raum-Kennzeichnung charakterisiert die topografische Lage von Räumen, Gebäuden, Anlagen und Systemen innerhalb einer Gebäudestruktur.

Die Abbildung 91 repräsentiert den Aufbau und die Struktur der drei verschiedenen Kennzeichnungssysteme. Die einzelnen Systeme sind in drei bis vier Gliederungsstufen aufgeteilt. Für das Energiezentrum wird die verfahrenstechnische Kennzeichnung eingesetzt, da diese in verschiedenen Kraftwerksanlagen am weitesten verbreitet ist.

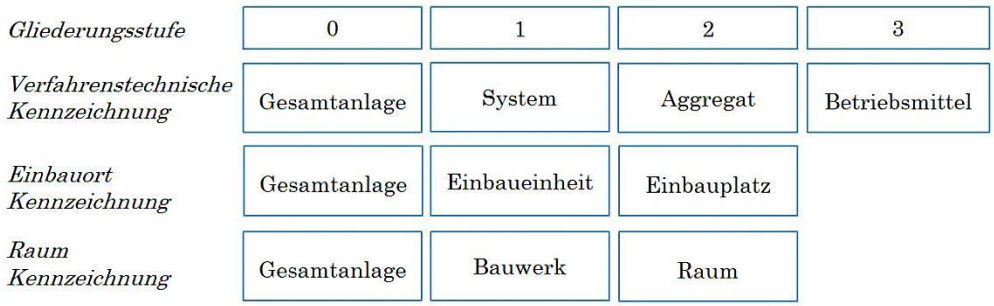


Abbildung 91: Die unterschiedlichen Kennzeichnungsarten eines Kraftwerkssystems

Die Struktur des verfahrenstechnischen Kennzeichnungsschlüssels besteht aus einem alphanumerischen Schlüsselsystem (15 bis 17 Buchstaben und Zahlen) wie in Abbildung 92 dargestellt. Die verschiedenen Gliederungsstufen enthalten numerische und klassifizierende Elemente. In der Abbildung steht das Zeichen „A“ für einen Buchstaben und das Zeichen „N“ stellvertretend für eine Zahl. Ein Leerzeichen trennt die einzelnen Gliederungsstufen voneinander. Der Detailgrad steigt dabei von Gliederungsstufe 0 bis hin zu Gliederungsstufe 3 an.

Gliederungsstufe	0	1	2	3
Name des Datenpunktes	G	F_0 | F_1 F_2 F_3 | F_N	A_1 A_2 | A_N | A_3	B_1 B_2 | B_N
Type des Datenpunktes	A or N	N | A A A | N N	A A | N N N | A	A A | N N

Abbildung 92: Struktur des verfahrenstechnischen Kennzeichnungsschlüssels

Die Datenpunkte F_1, F_2 und F_3, A_1, A_2, B_1 und B_2 sind klassifizierende Kennzeichnungselemente. Jeder moderne Kraftwerksprozess stützt sich auf verschiedene Systeme. In Abbildung 93 ist exemplarisch ein Pumpenhaus angeführt, das auf verschiedene kleine Aggregate, wie z.B. Pumpeinheiten zurückgreift. Diese Aggregate sind anschließend wieder in Betriebsmittel/Einheiten/Komponenten unterteilt.

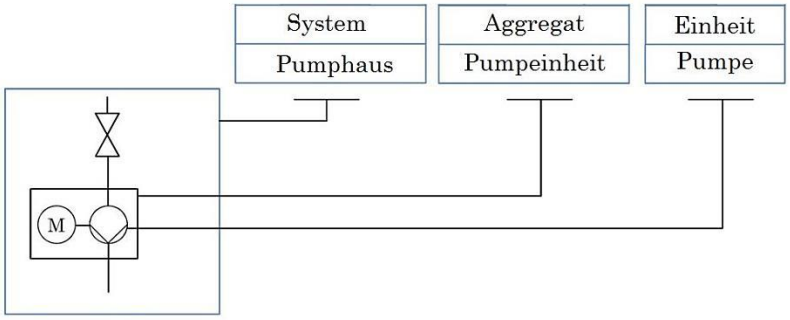


Abbildung 93: Exemplarische Darstellung zur Untergliederung des verfahrenstechnischen Kennzeichnungsschlüssels

Nach dem Prinzip der VGB-Leitlinien wird so der gesamte Kraftwerksprozess von links nach rechts in verschiedene Gliederungsstufen unterteilt. Die für die einzelnen Gliederungsstufen System, Aggregat und Betriebsmittel entsprechenden Elemente und zugehörigen Bezeichnungen sind in einem erweiterten Schlüsselteil (siehe Anhang) festgelegt und teilen sich in drei Gruppen auf:

- Funktions-Schlüssel – Angewendet auf F_1 / F_1 F_2 / F_1 F_2 F_3
- Aggregat-Schlüssel – Angewendet auf A_1 / A_1 A_2
- Betriebsmittel-Schlüssel – Angewendet auf B_1 / B_1 B_2

Im Gegensatz zu den klassifizierenden Kennzeichnungselementen, beschreiben die Datenpunkte G, F_0, F_N, A_N, A_3 und B_N numerische Elemente, siehe Abbildung 94. Diese Elemente weisen den gleichen Systemen, Aggregaten und Betriebsmittel/Einheiten/Komponenten eine fortlaufende Nummer zu.

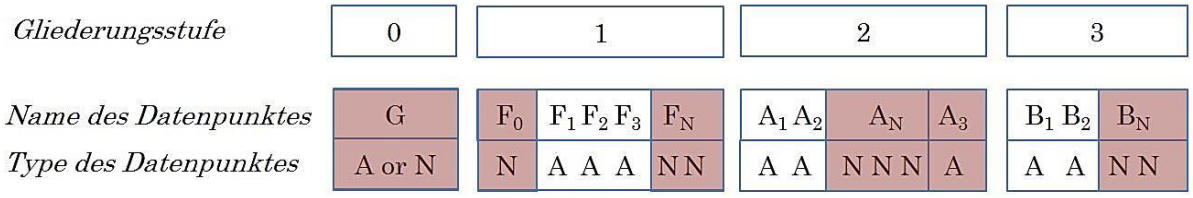


Abbildung 94: Numerische Kennzeichnungselemente des Kennzeichnungsschlüssels

Die erste Gliederungsstufe (Null) erlaubt die Charakterisierung bzw. Unterteilung von Kraftwerksprozessen in Systeme und Bereiche, siehe Abbildung 95. Im Laufe des Projektes wurde das Energiezentrum durch das Projektteam in einzelne logische Blöcke unterteilt und diese eindeutig gekennzeichnet. In vorliegenden Fall wurde jedem Block eine fortlaufende Nummer zugewiesen, siehe Tabelle 22.

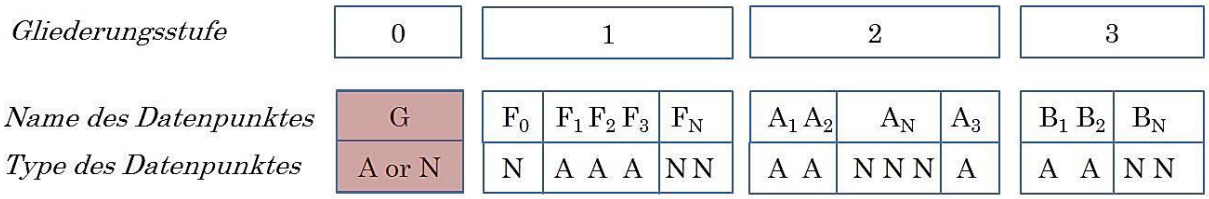


Abbildung 95: Die erste Gliederungsstufe

Tabelle 22: Blöcke des Energiezentrums und ihre numerische Kennzeichnung

Nummer	System
0	Stromversorgung
1	Photovoltaikanlage
2	Windkraftanlage
3	Batterie
4	Brennstoffzelle
5	Wasserstoffspeicher
6	Elektrolyseur
7	Tankstelle / Wasserstoffbereitstellung
8	Wärmespeichersystem
9	Gebäudetechnik

Die zweite Gliederungsstufe (Eins) besteht aus drei Elementen: ein Vorzeichen, eine Systemzählzahl und dem Funktions-Schlüssel. Die nach Tabelle 22 aufgeteilten Blöcke wurden

anschließend durch die Kennzeichnungselemente F_1, F_2 und F_3 in verschiedene Systeme (Hauptgruppe, Gruppe und Untergruppen) aufgeteilt, vergleiche Abbildung 96.

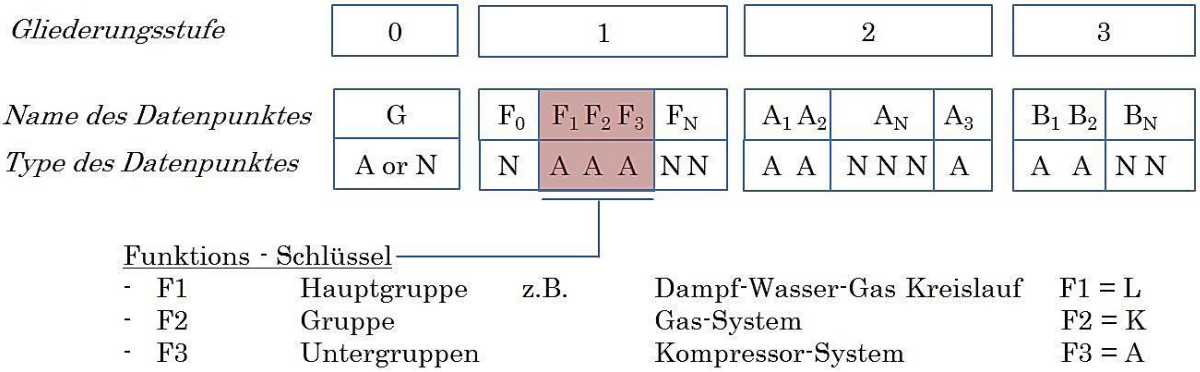


Abbildung 96: Funktions-Schlüssel

Die nachfolgende Tabelle 23 beinhaltet den erweiterten Schlüsselteil, welcher alle projektspezifischen Bezeichnungen für die Hauptgruppe F_1 beinhaltet. An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass diese Tabelle Kennzeichnungen, wie beispielsweise den Buchstaben „V“ für Wasserstofftechnologien, beinhaltet, der im Schlüsselsatz des VGB nicht enthalten ist. Da das Kraftwerks-Kennzeichnungssystem vorwiegend in größeren Dampf-Kraftwerken eingesetzt wird, fehlen Vorgaben für solche spezifischen Elemente. Fehlende Kennungen wurden deshalb, wie im System vorgesehen, nach Tabelle 23 im Schlüsselteil hinzugefügt.

Tabelle 23: Projektspezifischer Funktions-Schlüssel

Kennzeichnung	Bezeichnung
B	Energieableitung und Eigenbedarfsversorgung
G	Wasserversorgung und -entsorgung
L	Dampf-, Wasser-, Gaskreislauf
M	Hauptmaschinensatz
P	Kühlwasseranlage
T	Umwandlung von Wasserstoff (neu eingeführt)
V	Wasserstofftechnologie (neu eingeführt)
W	Erneuerbare Energien (neu eingeführt)

Falls zwei oder mehr identische Hauptgruppen im selben Block notwendig sind, erlaubt die fortlaufende Präfix-Nummer F_0 eine Unterscheidung der einzelnen Hauptgruppen, siehe Abbildung 97.

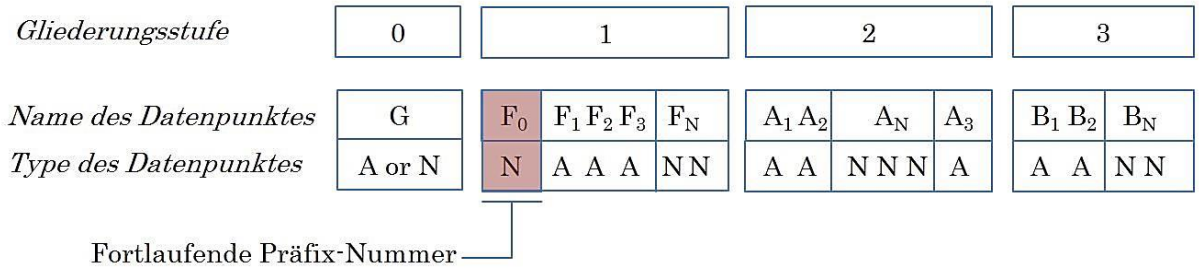


Abbildung 97: Fortlaufende Präfix-Nummer zur Unterscheidung gleicher Systeme

Des Weiteren dient die fortlaufende Systemzählzahl F_N der Unterscheidung gleicher Untergruppen, siehe Abbildung 98.

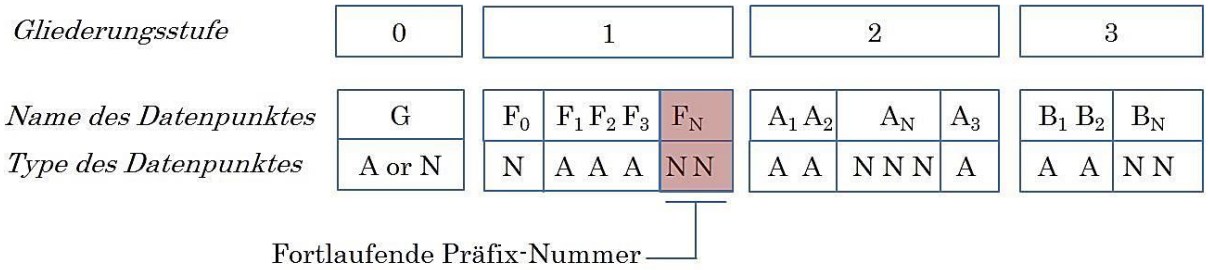


Abbildung 98: Fortlaufende Systemzählzahl zur Unterscheidung gleicher Untergruppen

Die zweite Gliederungsstufe (drei) charakterisiert Aggregate. Diese Gliederungsstufe ist ähnlich der ersten und setzt sich aus der Aggregat-Klassifizierung (Hauptgruppe A_1 und Untergruppe A_2), der Aggregatzählzahl A_N und einer Identifikationskennzahl A_3 zusammen.

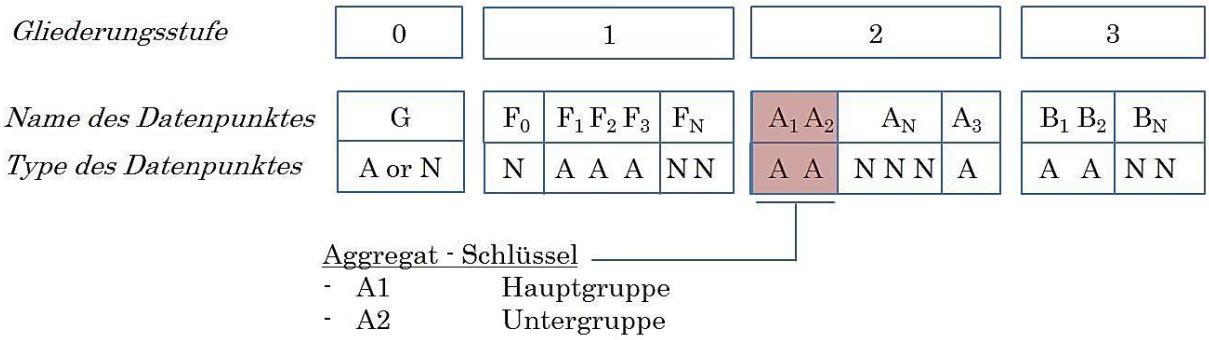


Abbildung 99: Aggregat-Schlüssel der zweiten Gliederungsstufe

Die Bezeichnungen der zweiten Gliederungsstufe befinden sich in projektspezifischer Form im Anhang. In dem Fall, dass mehrere identische Hauptgruppen der Aggregate genutzt werden, unterscheiden sich diese durch die Aggregatzählzahl A_N, wie in Abbildung 100 dargestellt.

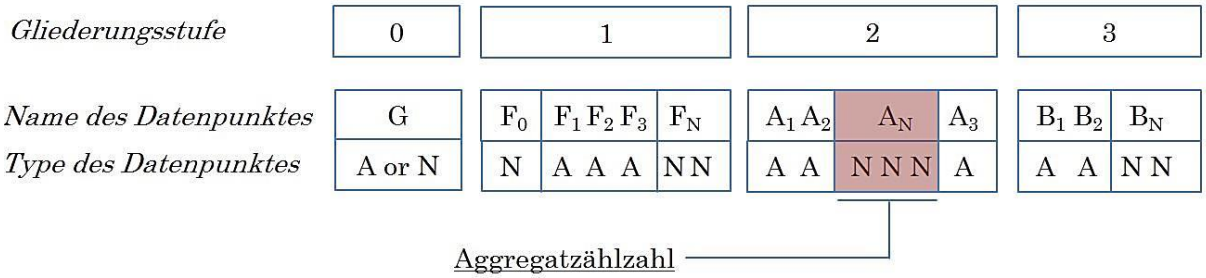


Abbildung 100: Aggregatzählzahl

Die zweite Gliederungsstufe wird mit der Identifikationskennzahl A_3 abgeschlossen, welche allerdings beim Energiezentrum nicht verwendet wird. Die letzte und dritte Gliederungsstufe (vier) beschreibt die Kennzeichnung von Betriebsmitteln, Einheiten und Komponenten. Diese Gliederungsstufe beinhaltet zwei wesentliche Elemente: den Betriebsmittel-Schlüssel (Hauptgruppe B_1 und Gruppe B_2) und zusätzlich die Betriebsmittelzählzahl B_N, siehe Abbildung 101. Die dazugehörigen Bezeichnungen können dem Anhang entnommen werden.

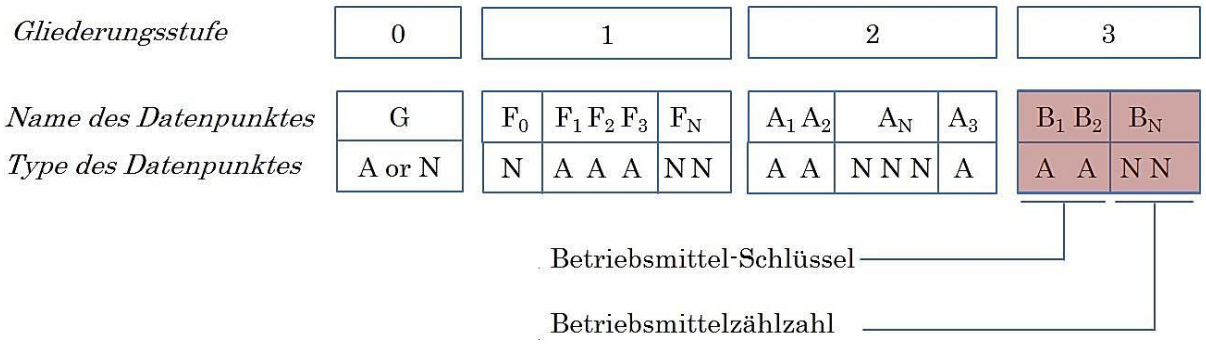


Abbildung 101: Betriebsmittelschlüssel und dazugehörige Betriebsmittelzählzahl

8.1.2 Umsetzung des Kennzeichnungskonzepts im Energiezentrum

Bei einer vollständigen Umsetzung des Kraftwerkkennzeichnungssystems nach VGB würden sich teilweise sehr lange Schlüssel ergeben. Da die Komplexität im Energiezentrum aber deutlich geringer ist als bei einem Großkraftwerk, kann im vorliegenden Fall mit Vereinfachungen gearbeitet werden. Die Vorgehensweise wird im Folgenden an einem konkreten Beispiel erläutert.

Nach den in Tabelle 22 getroffenen Festlegungen würde sich für die Kennzeichnung der Tanks des Druckspeichersystems folgende Kennzeichnung ergeben:

5	Wasserstoffspeichersystem
5 1	H2-Speicher, Ort 1
5 1 L	H2-Speicher, Ort 1, fließendes Medium
5 1 LK	H2-Speicher, Ort 1, fließendes Medium, Gas
5 1 LKK	H2-Speicher, Ort 1, fließendes Medium, Gas, Speicherbehälter

Dabei sind im Kennzeichnungssystem für die Funktionsgruppe teilweise bereits Buchstaben zur Kennzeichnung vorgegeben, wie im vorliegenden Fall L für das fließende Medium und K für Gas, zum Teil müssen diese aber noch festgelegt werden, wie hier beim dritten Kennzeichnungsbuchstaben mit K für Drucktank geschehen. Da es mehrere Speicher gibt, wird die Gruppe durchnummeriert. Beim Gasmanager sind fünf Behälter vorhanden, was demnach zu den Kennzeichnungen 5 1 LKK01 bis 5 1 LKK05 führt. Damit ist aber noch keine Kennzeichnung zum Behältertyp erfolgt. Diese findet sich dann in der dritten Ebene über die Kennung B (mechanical equipment) und z.B. R für Behälter und die fortlaufende Nummer. Die daraus resultierenden Behälterkennzeichnungen und die jeweiligen Spezifikationen sind in Tabelle 24 zusammengestellt.

Tabelle 24: Kennzeichnung der Druckbehälter im Wasserstoffspeicher bei der Anwendung des Kennzeichnungssystems des VGB

Kennzeichnung	Behälter
5 1 LKK01 BR001	95 m^3 50 bar
5 1 LKK02 BR001	95 m^3 50 bar
5 1 LKK03 BR001	95 m^3 50 bar
5 1 LKK04 BR002	4 m^3 12 bar
5 1 LKK05 BR003	1,6 m^3 50 bar

Die Kennzeichnung weiterer Komponenten wie Rohrleitungen und Ventile müsste analog erfolgen, was in der Kombination letztendlich zu sehr langen Kennzeichnungen führt. Da es im vorliegenden Fall nur ein Gasspeichersystem an einem Ort gibt, kann die Kennzeichnung vereinfacht werden, in dem die Kennzeichnung des Ortes einer bestimmten Gruppe von Bauelementen zugeordnet wird, wodurch die Gliederungsstufe 2 nicht mehr zur Systemkennzeichnung benötigt wird. Es wurden für das Energiezentrum die folgenden Festlegungen getroffen:

5 1 Metallhydridspeichersystem
5 2 Druckspeichersystem bis 12 bar (Niederdruck- bzw. Vorspeicherbereich)
5 3 Druckspeichersystem bis 45 bar (Hauptspeicher und Hochdruckpuffer)

Damit sieht die Kennzeichnung dann wie folgt aus:

5	Wasserstoffspeichersystem
5 **3**	Druckspeichersystem 45 bar
5 3 **L**	fließendes Medium (steam, water, gas cycles)
5 3 L**K**	Gas
5 3 LK**K01**	Speicherbehälter 1
5 3 LKK01 **KA**	Ventil (gate valves, glove valves, dampers, cooks, rupture, ….)
5 3 LKK01 KA**001**	Ventilnummer 1

Alle Komponenten, die diesem Speicher zuzuordnen sind, werden analog behandelt. Damit lässt sich dann eine immer noch eindeutige, aber etwas übersichtlichere Kennzeichnung erstellen. Tabelle 25 vermittelt als Auszug aus der Kennzeichnungsliste für den Wasserstoffbereich einen Eindruck von der Systematik.

Tabelle 25: Auszug aus der Kennzeichnungsliste für den Wasserstoffbereich

Gruppennummer	Beschreibung
4	Brennstoffzelle - Gesamtanlage
4 1	Brennstoffzellenblock 1 z.B. Hydrogenics
4 1TAA01	Brennstoffzellenmodul 1 im Block Hydrogenics
4 2	Brennstoffzellenblock 2 z.B. Eigenentwicklung
4 2TAA01	Brennstoffzellenmodul 1 im selbst entwickelten Block
5	Wasserstoffspeicheranlage
5 1	Metallhydrid
5 2	Gruppe Wasserstoffdruckbereich (bis 12 bar)
5 3	Gruppe Wasserstoffdruckbereich (bis 50 bar)
5 1LKL01	LKL: Metallhydrid-Speicher (L für Hydridspeicher)
5 2LKK01	Behälter 1 bis 12 bar (4m³) (K für Druckspeicher)
5 3LKK01	Behälter 1 bis 50 bar (95m³)
5 3LKK02	Behälter 2 bis 50 bar (95m³)
5 3LKK03	Behälter 3 bis 50 bar (95m³)
5 3LKK04	Behälter 4 bis 50 bar (1,6m³)
6	Elektrolyseur
6 1LKN01	Elektrolyseur Kompaktanlage 1

Die Verbindungsleitungen im Gassystem werden nicht den Behältergruppen zugeordnet, sondern getrennt betrachtet und erhalten für jeden Teilabschnitt eine fortlaufende Gruppennummer. Somit können für Einzelteile wie Dichtungen, Fittinge usw. weitere Gruppierungen vorgenommen werden, ohne dass mehr als 17 Stellen erforderlich sind. Das Prinzip ist am folgenden Beispiel abzulesen.

5	Wasserstoffspeichersystem
5 **2**	Druckspeichersystem 12 bar
5 2 **L**	fließendes Medium (steam, water, gas cycles)
5 2 L**K**	Gas
5 2 LK**B**	LKB: piping system
5 2 LKB **BR**	piping (Rohrleitung), ductwork (Leerrohre, Lüftung), chutes (Rinnen)
5 2 LKK BR**001**	Abschnitt 001

Wie bereits erwähnt, sind die weiteren Kennzeichnungsbuchstaben und ihre Zuordnung im Anhang zum Bericht zu finden.

8.2 Einbindung der Komponenten in den Gesamtprozess

Die Subsysteme und Prozesse des Energiezentrums benötigen sowohl lokale als auch übergeordnete Automatisierungssteuerungen, welche die entwickelten Energiemanagement-Algorithmen mit den jeweiligen Hardwarekomponenten verknüpfen. Außerdem müssen die Einzelkomponenten zu einem Gesamtsystem zusammengefasst und in ein übergeordnetes Management integriert werden. Für die Realisierung und Integration wird auf eine hierarchische Automatisierungsstruktur zurückgegriffen, siehe Abbildung 102.

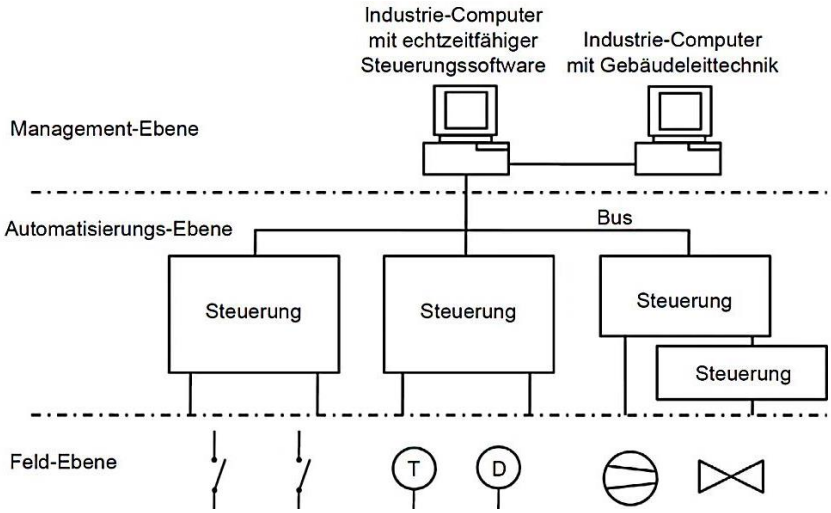


Abbildung 102: Prinzip der Automatisierungsstruktur

Diese Struktur besteht aus drei verschiedenen Ebenen und hat die Herausforderung, verschiedene Gerätetopologien unabhängig vom jeweiligen Hersteller zu integrieren und die entwickelten Betriebsmöglichkeiten in Form von Algorithmen zu hinterlegen:

- Die **Feldebene** beinhaltet verschiedene Sensoren (z.B. Druck und Temperatur) und Aktoren (z.B. Relais, Motore, steuerbare Ventile), welche in direkter Interaktion mit dem zu steuernden Prozess stehen. Diese Sensoren und Aktoren sind direkt mit den Ein- und Ausgängen einer Steuerung für Automatisierungsaufgaben verbunden, welche sich auf der Automatisierungsebene befindet.

- Auf der **Automatisierungsebene** befinden sich die Automatisierungssteuerungen, welche für die automatisierte dezentrale Prozessausführung verantwortlich sind und eine Kopplung von unterschiedlichen Komponenten und Gerätetopologien der Feldebene ermöglichen. Die Automatisierungssteuerungen der verschiedenen Prozesse werden durch ein gemeinsames Bussystem miteinander verbunden.
- Die **Managementebene** beschreibt einen Industrie-Computer mit einer echtzeitfähigen Steuerungssoftware, in welche die entwickelten Energiemanagement-Algorithmen und Betriebsmöglichkeiten eingepflegt werden. Durch eine direkte Kopplung an das gemeinsame Bussystem ist die Management-Ebene für eine übergeordnete und zentrale Prozesskontrolle verantwortlich. Für die Realisierung einer grafischen Prozessvisualisierung wird ein zweiter Industrie-Computer mit einer Gebäudeleittechnik-Software eingesetzt, über den auch eine gewisse Redundanz geschaffen wird.

Es wurden zunächst verschiedene Optionen und Produkte für die Prozessintegration geprüft. Auf den ersten Blick vermitteln Datenblätter und Kataloge, dass eine beliebige Kombination von Geräten, Software und Systemen kein Problem darstellt. Bei einer Detailbetrachtung fallen dann aber doch erhebliche Unterschiede, z.B. bei der Transparenz bezüglich Treibern und bei der Software zur Konfiguration von Bausteinen, auf. Darüber hinaus kommt es bei einigen Anbietern, wie die praktischen Erfahrungen belegen, bei einer Kombination von Haussteuerung (GLT) und Industrieautomation zu erheblichen Problemen, obwohl auf beiden Seiten die gleiche Hardware aus eigenem Haus eingesetzt wird. Auf der Basis der Recherchen, praktischen Erfahrungen und der gegebenen Anforderungen werden für die Umsetzung und Integration der einzelnen Hardwarekomponenten die verschiedenen Automatisierungslösungen der Beckhoff-Unternehmensgruppe als optimal angesehen. Ausschlaggebend sind die universellen, branchenunabhängigen und offenen Steuerungs- und Automatisierungslösungen, die weltweit in den verschiedensten Anwendungen zum Einsatz kommen. Ein weiterer wesentlicher Punkt ist der transparente und sichere Übergang zwischen Komponenten zum Gebäudemanagement und solchen zur Industrieautomation. Essentiell ist allerdings die Möglichkeit, die Automation direkt an höhere Softwaresysteme anzubinden, was für das Energiemanagement wichtig ist (siehe Kapitel 9). Beckhoff ersetzt dabei die klassischen Speicherprogrammierbaren Steuerungen (SPS) durch PC-basierte Steuerungstechnik, den sogenannten Industrie- und Embedded PCs, welche sowohl auf der Automatisierungsebene, als auch auf der Managementebene zum Einsatz kommen.

Damit die Anzahl der benötigten Steuerungs-PCs auf der Automatisierungsebene bestimmt werden kann, wurde als Vorüberlegung das Prozesssystem des Südwestfälischen Energiezentrums in verschiedene Prozesse und Blöcke unterteilt, siehe Abbildung 103. Anschließend wurden alle Kommunikationspfade dokumentiert, wobei die Zuordnung der Kommunikationsendpunkte über eine entsprechende Nomenklatur (Farbschema und Nummern) erfasst wurde. Das Ergebnis zeigt Abbildung 104. Der wesentliche Vorteil dieser Darstellung ist die Integration der unterschiedlichsten Bereiche von der Gebäudeleittechnik, über die Prozessvisualisierung bis hin zum Management der Kraftwerksautomatisierung.

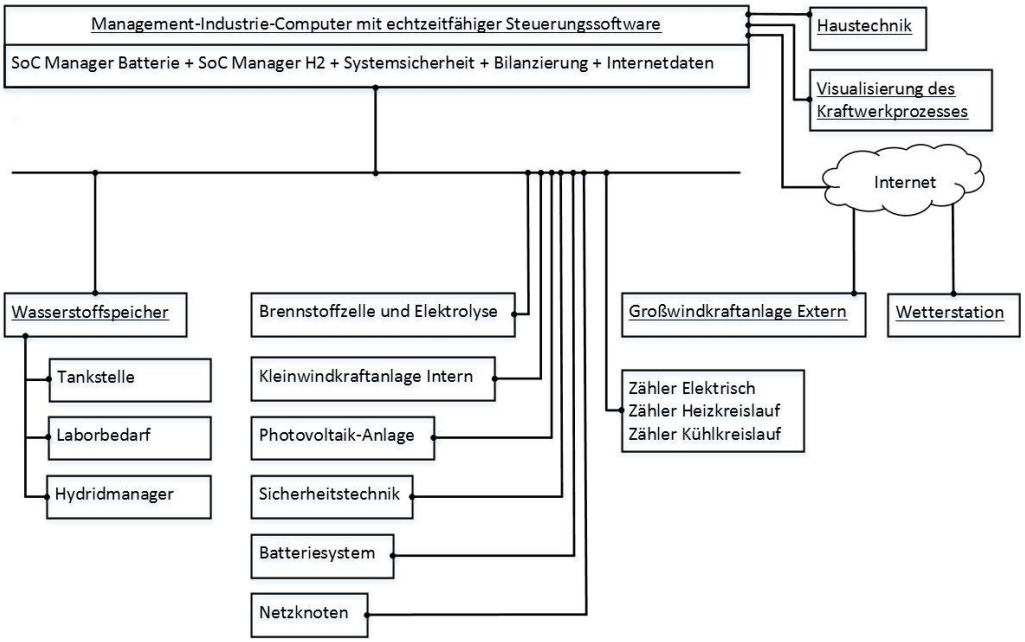


Abbildung 103: Verschiedene Prozesse und Komponenten des Energiezentrums

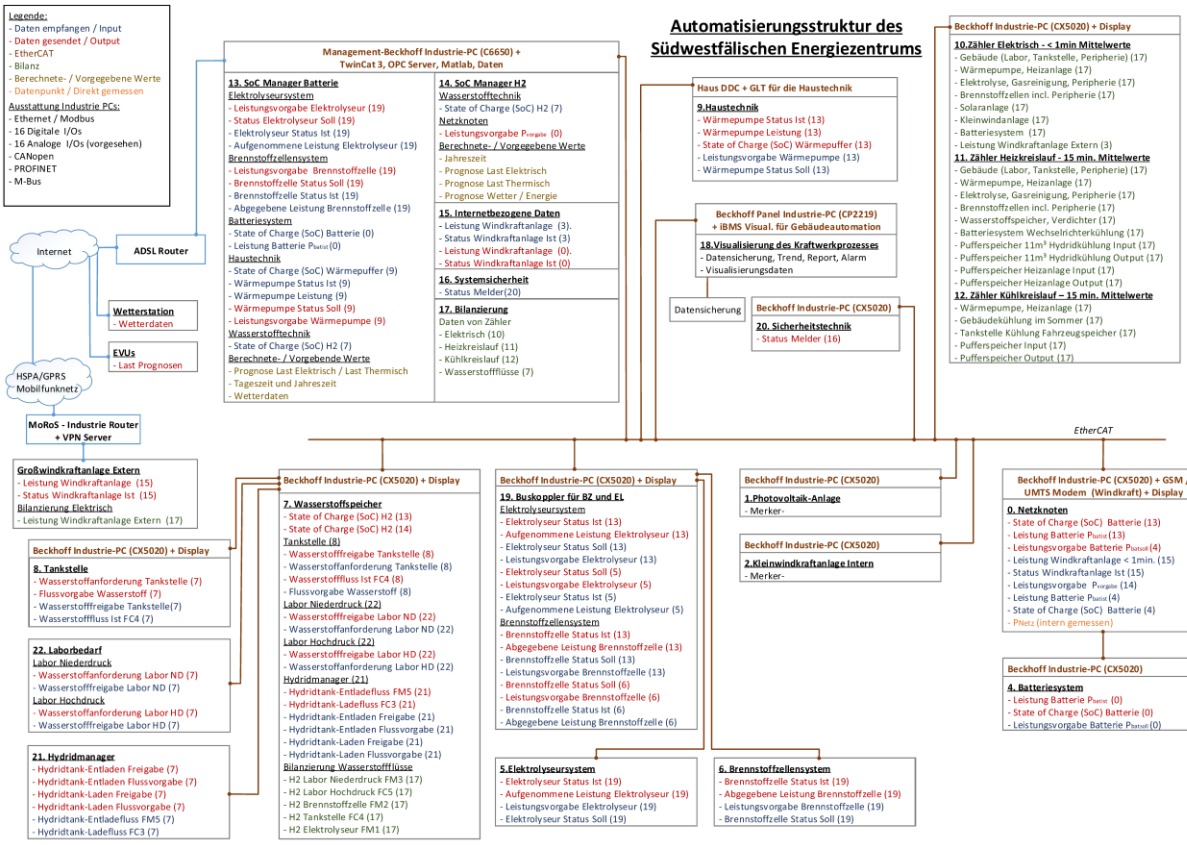

Automatisierungsstruktur des Südwestfälischen Energiezentrums
Legende:
- Daten empfangen / Input
- Daten gesendet / Output
- EtherCAT
- Bilanz
- Berechnete- / Vorgegebene Werte
- Datenpunkt / Direkt gemessen
Ausstattung Industrie PCs:
- Ethernet / Modbus
- 16 Digitale I/Os
- 16 Analoge I/Os (vorgesehen)
- CANopen
- PROFINET
- M-Bus
Management-Beckhoff Industrie-PC (C6650) + TwinCat 3, OPC Server, Matlab, Daten
13. SoC Manager Batterie
Elektrolyseursystem
- Leistungsvorgabe Elektrolyseur (19)
- Status Elektrolyseur Soll (19)
- Elektrolyseur Status Ist (19)
- Aufgenommene Leistung Elektrolyseur (19)
Brennstoffzellensystem
- Leistungsvorgabe Brennstoffzelle (19)
- Brennstoffzelle Status Soll (19)
- Brennstoffzelle Status Ist (19)
- Abgegebene Leistung Brennstoffzelle (19)
Batteriesystem
- State of Charge (SoC) Batterie (0)
- Leistung Batterie (0)
Haustechnik
- State of Charge (SoC) Wärmepuffer (9)
- Wärmepumpe Status Ist (9)
- Wärmepumpe Leistung (9)
- Wärmepumpe Status Soll (9)
- Leistungsvorgabe Wärmepumpe (9)
Wasserstofftechnik
- State of Charge (SoC) H2 (7)
Berechnete- / Vorgebende Werte
- Prognose Last Elektrisch / Last Thermisch
- Tageszeit und Jahreszeit
- Wetterdaten
14. SoC Manager H2
Wasserstofftechnik
- State of Charge (SoC) H2 (7)
Netzknoten
- Leistungsvorgabe (0)
Berechnete- / Vorgegebene Werte
- Jahreszeit
- Prognose Last Elektrisch
- Prognose Last Thermisch
- Prognose Wetter / Energie
15. Internetbezogene Daten
- Leistung Windkraftanlage (3).
- Status Windkraftanlage Ist (3)
- Leistung Windkraftanlage (0).
- Status Windkraftanlage Ist (0)
16. Systemsicherheit
- Status Melder(20)
17. Bilanzierung
Daten von Zähler
- Elektrisch (10)
- Heizkreislauf (11)
- Kühlkreislauf (12)
- Wasserstoffflüsse (7)
Haus DDC + GLT für die Haustechnik
9.Haustechnik
- Wärmepumpe Status Ist (13)
- Wärmepumpe Leistung (13)
- State of Charge (SoC) Wärmepuffer (13)
- Leistungsvorgabe Wärmepumpe (13)
- Wärmepumpe Status Soll (13)
Beckhoff Panel Industrie-PC (CP2219) + iBMS Visual. für Gebäudeautomation
18.Visualisierung des Kraftwerkprozesses
- Datensicherung, Trend, Report, Alarm
- Visualisierungsdaten
Datensicherung
Beckhoff Industrie-PC (CX5020)
20. Sicherheitstechnik
- Status Melder (16)
Beckhoff Industrie-PC (CX5020) + Display
10.Zähler Elektrisch - < 1min Mittelwerte
- Gebäude (Labor, Tankstelle, Peripherie) (17)
- Wärmepumpe, Heizanlage (17)
- Elektrolyse, Gasreinigung, Peripherie (17)
- Brennstoffzellen incl. Peripherie (17)
- Solaranlage (17)
- Kleinwindanlage (17)
- Batteriesystem (17)
- Leistung Windkraftanlage Extern (3)
11. Zähler Heizkreislauf - 15 min. Mittelwerte
- Gebäude (Labor, Tankstelle, Peripherie) (17)
- Wärmepumpe, Heizanlage (17)
- Elektrolyse, Gasreinigung, Peripherie (17)
- Brennstoffzellen incl. Peripherie (17)
- Wasserstoffspeicher, Verdichter (17)
- Batteriesystem Wechselrichterkühlung (17)
- Pufferspeicher 11m³ Hydridkühlung Input (17)
- Pufferspeicher 11m³ Hydridkühlung Output (17)
- Pufferspeicher Heizanlage Input (17)
- Pufferspeicher Heizanlage Output (17)
12. Zähler Kühlkreislauf – 15 min. Mittelwerte
- Wärmepumpe, Heizanlage (17)
- Gebäudekühlung im Sommer (17)
- Tankstelle Kühlung Fahrzeugspeicher (17)
- Pufferspeicher Input (17)
- Pufferspeicher Output (17)
Internet
ADSL Router
Wetterstation
- Wetterdaten
EVUs
- Last Prognosen
HSPA/GPRS Mobilfunknetz
MoRoS - Industrie Router + VPN Server
EtherCAT
Großwindkraftanlage Extern
- Leistung Windkraftanlage (15)
- Status Windkraftanlage Ist (15)
Bilanzierung Elektrisch
- Leistung Windkraftanlage Extern (17)
Beckhoff Industrie-PC (CX5020) + Display
8. Tankstelle
- Wasserstoffanforderung Tankstelle (7)
- Flussvorgabe Wasserstoff (7)
- Wasserstofffreigabe Tankstelle(7)
- Wasserstoffffluss Ist FC4 (7)
22. Laborbedarf
Labor Niederdruck
- Wasserstoffanforderung Labor ND (7)
- Wasserstofffreigabe Labor ND (7)
Labor Hochdruck
- Wasserstoffanforderung Labor HD (7)
- Wasserstofffreigabe Labor HD (7)
21. Hydridmanager
- Hydridtank-Entladen Freigabe (7)
- Hydridtank-Entladen Flussvorgabe (7)
- Hydridtank-Laden Freigabe (7)
- Hydridtank-Laden Flussvorgabe (7)
- Hydridtank-Entladefluss FM5 (7)
- Hydridtank-Ladefluss FC3 (7)
Beckhoff Industrie-PC (CX5020) + Display
7. Wasserstoffspeicher
- State of Charge (SoC) H2 (13)
- State of Charge (SoC) H2 (14)
Tankstelle (8)
- Wasserstofffreigabe Tankstelle (8)
- Wasserstoffanforderung Tankstelle (8)
- Wasserstoffffluss Ist FC4 (8)
- Flussvorgabe Wasserstoff (8)
Labor Niederdruck (22)
- Wasserstofffreigabe Labor ND (22)
- Wasserstoffanforderung Labor ND (22)
Labor Hochdruck (22)
- Wasserstofffreigabe Labor HD (22)
- Wasserstoffanforderung Labor HD (22)
Hydridmanager (21)
- Hydridtank-Entladefluss FM5 (21)
- Hydridtank-Ladefluss FC3 (21)
- Hydridtank-Entladen Freigabe (21)
- Hydridtank-Entladen Flussvorgabe (21)
- Hydridtank-Laden Freigabe (21)
- Hydridtank-Laden Flussvorgabe (21)
Bilanzierung Wasserstoffflüsse
- H2 Labor Niederdruck FM3 (17)
- H2 Labor Hochdruck FC5 (17)
- H2 Brennstoffzelle FM2 (17)
- H2 Tankstelle FC4 (17)
- H2 Elektrolyseur FM1 (17)
Beckhoff Industrie-PC (CX5020) + Display
19. Buskoppler für BZ und EL
Elektrolyseursystem
- Elektrolyseur Status Ist (13)
- Aufgenommene Leistung Elektrolyseur (13)
- Elektrolyseur Status Soll (13)
- Leistungsvorgabe Elektrolyseur (13)
- Elektrolyseur Status Soll (5)
- Leistungsvorgabe Elektrolyseur (5)
- Elektrolyseur Status Ist (5)
- Aufgenommene Leistung Elektrolyseur (5)
Brennstoffzellensystem
- Brennstoffzelle Status Ist (13)
- Abgegebene Leistung Brennstoffzelle (13)
- Brennstoffzelle Status Soll (13)
- Leistungsvorgabe Brennstoffzelle (13)
- Brennstoffzelle Status Soll (6)
- Leistungsvorgabe Brennstoffzelle (6)
- Brennstoffzelle Status Ist (6)
- Abgegebene Leistung Brennstoffzelle (6)
5.Elektrolyseursystem
- Elektrolyseur Status Ist (19)
- Aufgenommene Leistung Elektrolyseur (19)
- Leistungsvorgabe Elektrolyseur (19)
- Elektrolyseur Status Soll (19)
6. Brennstoffzellensystem
- Brennstoffzelle Status Ist (19)
- Abgegebene Leistung Brennstoffzelle (19)
- Leistungsvorgabe Brennstoffzelle (19)
- Brennstoffzelle Status Soll (19)
Beckhoff Industrie-PC (CX5020)
1.Photovoltaik-Anlage
- Merker-
Beckhoff Industrie-PC (CX5020)
2.Kleinwindkraftanlage Intern
- Merker-
Beckhoff Industrie-PC (CX5020) + GSM / UMTS Modem (Windkraft) + Display
0. Netzknoten
- State of Charge (SoC) Batterie (13)
- Leistung Batterie (13)
- Leistungsvorgabe Batterie (4)
- Leistung Windkraftanlage < 1min. (15)
- Status Windkraftanlage Ist (15)
- Leistungsvorgabe (14)
- Leistung Batterie (4)
- State of Charge (SoC) Batterie (4)
- PNetz (intern gemessen)
Beckhoff Industrie-PC (CX5020)
4. Batteriesystem
- Leistung Batterie (0)
- State of Charge (SoC) Batterie (0)
- Leistungsvorgabe Batterie (0)

Abbildung 104: Kommunikationsstruktur des Prozesssystems (eine Darstellung in größerem Format ist im Anhang zum Bericht zu finden)

Wie den Erklärungen zur Managementstrategie (Kapitel 2.4) und zum Energiemanagement (Kapitel 9, Abbildung 115) zu entnehmen ist, soll die gewünschte Strategie durch die Zusammenarbeit mehrerer Speicher und Systemmanager umgesetzt werden. Um den Übergang von Abbildung 103 zur Abbildung 104 zu vereinfachen, wurden die einzelnen Manager in Form einer einfachen Blockdarstellung veranschaulicht. Bei der Blockdarstellung wurden vor allem die benötigten Eingangsdaten und die generierten Ausgangdaten als einzelner Pfeil eingetragen. Soweit sinnvoll und möglich, wurde auch die Funktion in Kurzform im Inneren des Blocks angegeben.

Abbildung 105 zeigt die schematische Darstellung der Kommunikationspfade des Reglers für den Netzknoten. Der Netzknotenregler errechnet aus der Vorgabe der Netzleistung, welche der SoC-Manager Wasserstoff (Abbildung 106) vorgibt, und der aktuellen Leistung am Netzknoten die Leistungsvorgabe für die Batterie. Durch die Vorgabe der Lade- bzw. Entladeleistung der Batterie wird dafür gesorgt, dass die Leistung am Netzknoten der Vorgabe des SoC-Managers Wasserstoff folgt. Weil die externe WKA über den Netzknoten in das Energiezentrum einspeist, muss diese Leistung in der Differenzrechnung mit einbezogen werden.

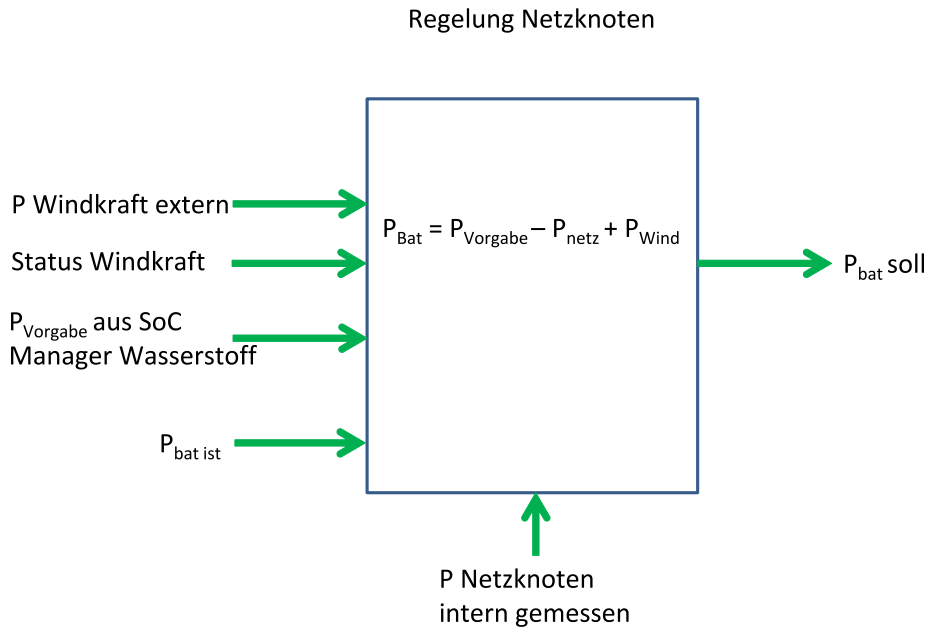

Regelung Netzknoten
P Windkraft extern
Status Windkraft
P Vorgabe aus SoC Manager Wasserstoff
P bat ist
P Bat = P Vorgabe – P netz + P Wind
P bat soll
P Netzknoten intern gemessen

Abbildung 105: Schematische Darstellung der Kommunikationspfade des Reglers für den Netzknoten

Die Bezeichnung SoC-Manager Batterie wird dem Baustein mit seiner zentralen Funktion im System nicht gerecht. Über diesen Baustein werden wesentliche Teile des Energiemanagements realisiert. Entsprechend umfangreich sind die Ein- und Ausgänge, wie Abbildung 106 verdeutlicht. Der Regelalgorithmus, den der Baustein umsetzen muss, wurde in Kapitel 2.4 in graphischer Form veranschaulicht und auch verbal beschrieben.

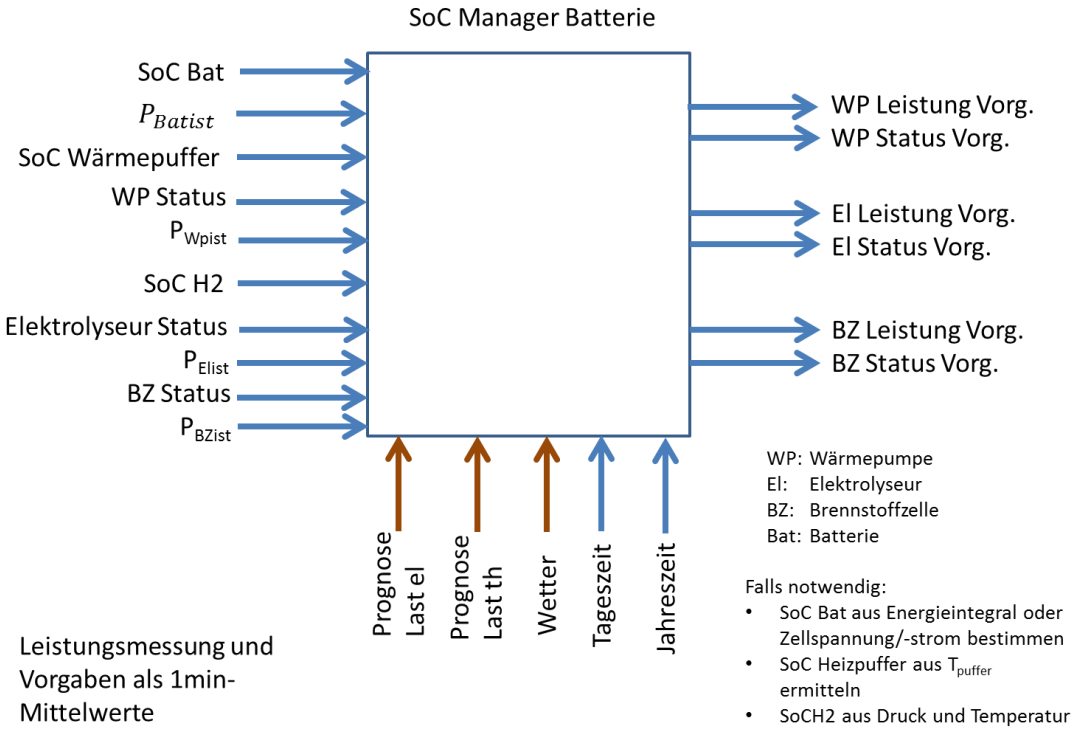


Abbildung 106: Schematische Darstellung der Kommunikationspfade des Managers für den Speicherfüllstand der Batterie (SOC-Manager)

Der in Abbildung 107 dargestellte Gasmanager stellt insofern eine Besonderheit dar, als hier sehr viele Parameter einfließen, die über Sensoren direkt aus der Feldebene gewonnen werden. Auf der anderen Seite sind hier auch umfangreiche Ablaufdiagramme für unterschiedliche Betriebszustände zu hinterlegen, die teilweise auch sicherheitskritische Funktionen, wie z.B. den Schutz vor einem unkontrollierten Anlaufen nach einer Störung, berücksichtigen müssen. Die angeschlossenen Sensoren und Aktoren sind auch in Abbildung 83 zu finden. Das jeweilige Sensorsignal ist in Abbildung 107 als Eingangspfeil zu finden. Einen Ausschnitt aus den zu hinterlegenden Betriebsalgorithmen veranschaulicht Abbildung 84 in graphischer Form. Um die hardwareseitigen und logischen Signale separieren zu können, wurde in Abbildung 107 mit verschiedenen Farben gearbeitet. Die Zuordnung zu einzelnen Gruppen wird über die gestrichelten Linien verdeutlicht.

Jeder Prozess beinhaltet auf der Feldebene Hardwarekomponenten mit unterschiedlichen Kommunikationsschnittstellen. Damit die mit dem Prozess in Interaktion stehenden Komponenten gesteuert und überwacht werden können, müssen diese auf einen Steuerungs-PC (Automatisierungsebene) aufgeschaltet werden. Um dies zu ermöglichen, werden Beckhoff Embedded-PCs der Serie CX5020 eingesetzt. Die Aufgaben des Embedded-PCs sind vielseitig und reichen von der Erfassung verschiedener Sensordaten bis zum Ansteuern von Aktoren sowie vom Weiterleiten und Empfangen von Daten bis hin zur Steuerung und Überwachung der jeweiligen Prozesse.

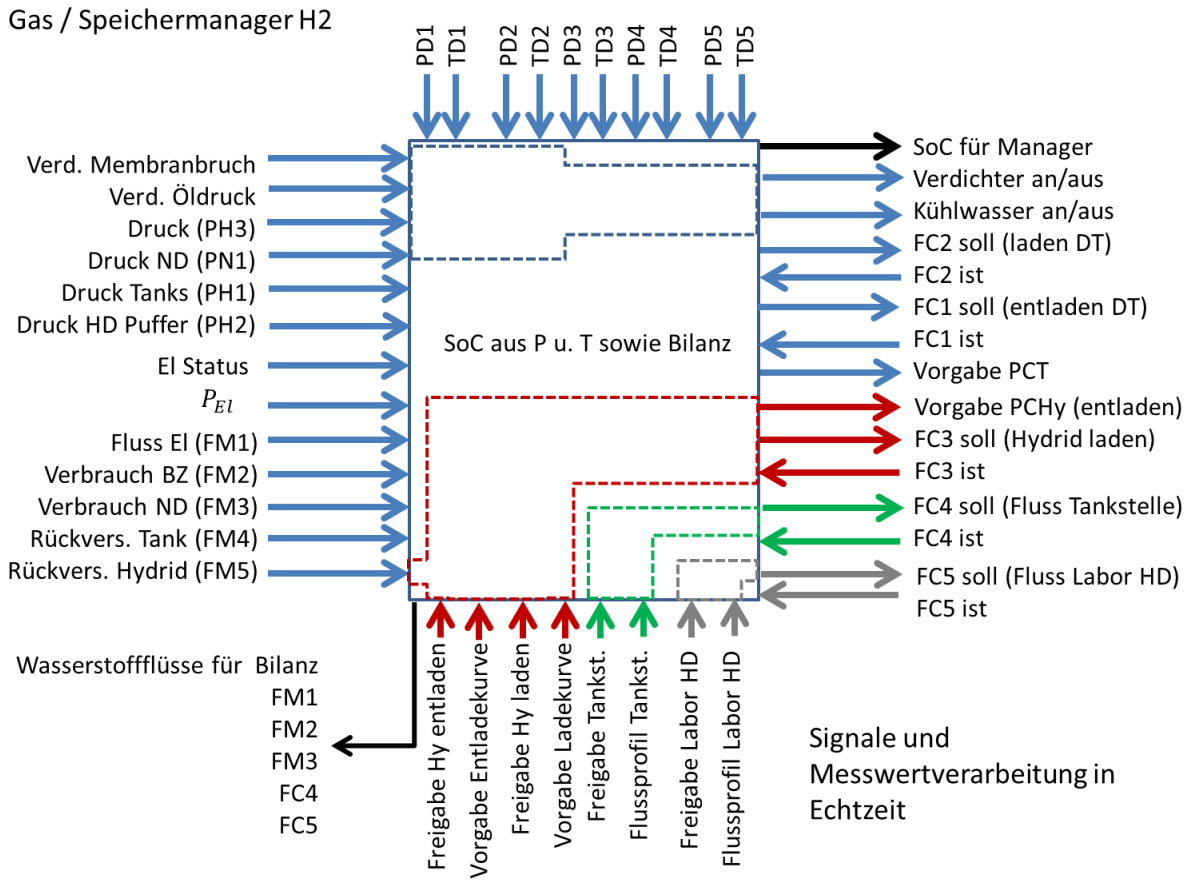


Abbildung 107: Schematische Darstellung der Kommunikationspfade des Gasmanagers

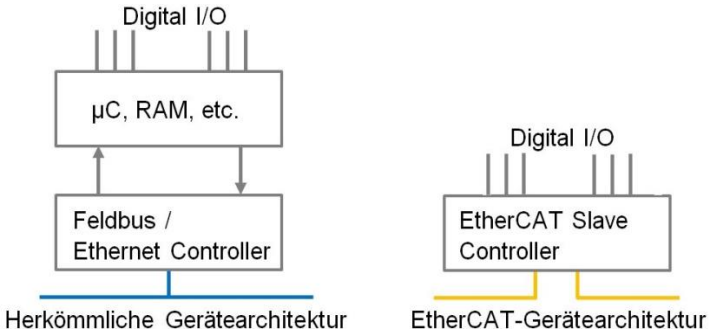


Abbildung 108: Herkömmliche Gerätearchitektur im Vergleich zur EtherCAT-Gerätearchitektur

Die Embedded-PCs bestehen im Wesentlichen aus einer Computereinheit und einer I/O-Ebene. Durch den modularen Aufbau lässt sich so ein beliebiges Steuerungssystem je nach Anwendungsbereich zusammenstellen und auf eine Hutschiene im Schaltschrank montieren. Aufgrund des umfangreichen Beckhoff-Portfolios können Hardwarekomponenten mit unter-

schiedlichen Kommunikationsschnittstellen über Feldbuskoppler an den Embedded-PC angeschlossen werden. Die einfache Anreihung dieser Koppler ermöglicht die Integration von Komponenten und Gerätschaften, unabhängig vom jeweiligen Hersteller und von den integrierten Kommunikationsschnittstellen. Die I/O-Ebene kann sowohl mit Busklemmen als auch mit EtherCAT Reihenklemmen realisiert werden. Der Vorteil bei EtherCAT (Ethernet for Control Automation Technology) ist die Echtzeitfähigkeit bis in jedes I/O-Modul. Grund dafür ist, dass die Telegramme nicht mehr in jeder Klemme zunächst empfangen, dann interpretiert und die Prozessdaten weiter kopiert werden, sondern die Klemme greift die für das Gerät bestimmten Daten ab, während das Telegramm weiter durchläuft, siehe Abbildung 108.

Bei der Bearbeitung des Arbeitspakets hat es sich gezeigt, dass es aufgrund der vielen einzelnen Hardwarekomponenten zum jetzigen Zeitpunkt nicht explizit möglich ist, die jeweiligen Feldbus- bzw. Kommunikationsschnittstellen als I/O-Module fest zu definieren. Aus diesem Grund wurde jeder Embedded-PC mit der im Folgenden zusammengestellten Grundkonfiguration an Feldbusschnittstellen ausgestattet:

- **Digital-Eingangsklemmen**
  Die digitale Eingangsklemme erfasst die binären Steuersignale aus der Prozessebene/Feldebene und transportiert diese zum übergeordneten Embedded-PC.
- **Digital-Ausgangsklemmen**
  Die digitale Ausgangsklemme schaltet die binären Steuersignale des Embedded-PCs zur Prozessebene/Feldebene an die Aktoren weiter.
- **CANopen-Masterklemme**
  Im EtherCAT-Klemmenverbund ermöglicht die CANopen Masterklemme die Integration beliebiger CANopen-Geräte und ist wahlweise als Master oder Slave einsetzbar.
- **PROFINET-RT**
  Die PROFINET-RT-Klemme ermöglicht den einfachen Datenaustausch zwischen EtherCAT und PROFINET.
- **Analog-Eingangsklemmen**
  Die analoge Eingangsklemme verarbeitet Stromsignale von Sensoren im Bereich von 0 bis 20 mA. Der Strom wird mit einer Auflösung von 16 Bit digitalisiert und das Datum zum übergeordneten Embedded-PC transportiert.
- **M-Bus-Masterklemme**
  Die M-Bus-Masterklemme ermöglicht den direkten Anschluss von M-Bus-Geräten. Der M-Bus ist ein Feldbus zur Verbrauchsdatenerfassung bei Strom-, Wasser-, Gas- oder Energiezählern.
- **EtherCAT „Compact“-Koppler zwischen EtherCAT-Klemmen und Busklemmen**
  Diese Klemme ist notwendig, um die gemischte Verwendung von EtherCAT-Klemmen und Standard-Busklemmen in einer Busstation zu ermöglichen.
- **Busendklemme**
  Die Busendklemme ist für den Datenaustausch zwischen Buskoppler und Busklemmen notwendig. Jede Baugruppe muss auf der rechten Seite mit einer Busendklemme abgeschlossen werden.

- **Netzteilklemme zur EtherCAT-Bus-Auffrischung**
  Die Netzteilklemme ist für eine zusätzliche Stromversorgung für den EtherCAT-Bus verantwortlich.

Um eine schnelle Ausführung von verschiedensten Steuerungsaufgaben und Algorithmen zu gewährleisten, wurden alle vorgesehenen Embedded-PCs mit 1 GB DDR2-RAM ausgestattet. Des Weiteren wurde für die Datensicherung eine 4 GByte Compact Flash Karte vorgesehen, um wichtige Messdaten ausfallsicher vor Ort zu speichern. Die Embedded-PCs (EtherCAT Slave Devices) auf der Automatisierungsebene sind über den EtherCAT-Bus sowohl miteinander, als auch mit einen übergeordneten Industrie-PC (EtherCAT Master Devices) auf der Managementebene verbunden.

Als Zentraleinheit für das Energiemanagement wurde ein Industrie-PC der Serie C6650 ausgewählt, welcher sich als übergeordnete Steuerungseinheit eignet und die gesamten Prozessdaten zusammenführt. Durch einen Ethernet-Adapter erfolgt eine direkte Kopplung mit dem EtherCAT-Bus und somit mit der Automatisierungs- und Feldebene. Damit die komplexen Steuerungsalgorithmen parallel und in hoher Geschwindigkeit abgearbeitet werden können, wurden hier ein 4-Kern-Prozessor und 8 GB Arbeitsspeicher vorgesehen. Eine hohe Datensicherheit ist durch ein On-Board RAID-1-System gegeben. Der C6650 ist durch eine kompakte Bauweise charakterisiert und empfiehlt sich so für den direkten Einbau im Schaltschrank. Der Industrie-PC kann mit Monitor und Eingabegeräten ausgestattet werden und fungiert dann als direkte Zentraleinheit einer EtherCAT-Steuerung. Neben dem übergeordneten Management-PC wird ein Komplett-PC der Serie CP2219 mit Gebäudeleittechnik-Software zur Prozessvisualisierung und Datensicherung eingesetzt. Dieser integriert Industrie-PC-Technik in ein 19-Zoll Touch-Display und ist darüber hinaus speziell für den Einbau in die Front eines Schaltschrankes konzipiert. Die Trennung der beiden PCs sorgt für eine gewisse Redundanz und vermeidet eine ungewollte gegenseitige Einflussnahme, wenn z.B. im Rahmen von Besucherführungen Kennwerte und Bilder abgerufen werden. Für die Steuereinheiten des Gebäudes (Gebäudeleitsystem; GLT) ist ein weiterer Rechner verantwortlich. Obwohl dies nicht zwingend erforderlich ist, wird so der Bereich der konventionellen Gebäudetechnik von den forschungsorientierten Systemen getrennt, und es werden ungewollte gegenseitige Beeinflussungen vermieden.

Zur Darstellung der Abläufe sollen für die einzelnen Komponenten des Systems Schaubilder hinterlegt werden, in denen dann Daten aus dem Prozess online angezeigt werden. Als Beispiel zeigt die Abbildung 109 ein mögliches Schaubild des Elektrolyseurs. In wie weit Detaildaten aus dem jeweiligen Prozess in einer solchen zentralen Aufbereitung dargestellt werden können, wird im Wesentlichen davon bestimmt, welche Datensätze durch die prozessspezifische Steuerung transparent weitergereicht werden. Bei den eigenen Systemen ist dies sicher möglich, bei kommerziellen Systemen sind sicher Detailverhandlungen und gegebenenfalls auch Anpassungsarbeiten erforderlich.

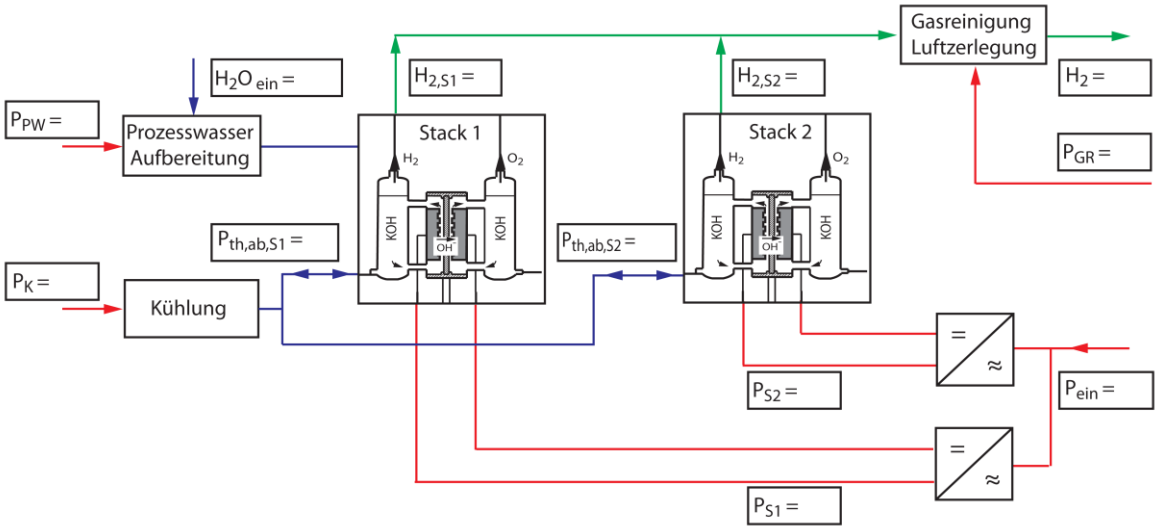


Abbildung 109: Schaubild des Elektrolyseurs als Beispiel für die Prozessvisualisierung

Die Anbindung der externen Großwindkraftanlage an die Automatisierungsstruktur des Energiezentrums erfolgt wegen der großen Entfernung drahtlos mit dem GPRS-Dienst über das GSM-Mobilfunknetz. GPRS hat den Vorteil, dass aufgrund des paketorientierten Dienstes nicht die Verbindungsdauer ausschlaggebend für die Abrechnung ist, sondern die übertragene Datenmenge. Um eine solche Verbindung zu realisieren, wurde ein MoRoS-Industrierouter, basierend auf der GPRS-Technologie, ausgewählt. Messgeräte und Steuerungen, welche sich in der Großwindkraftanlage befinden, können direkt über Ethernet an den Industrierouter angeschlossen werden. Durch einen VPN-Tunnel, welcher auf dem Industrie-PC (C6650) eingerichtet ist, besteht die Möglichkeit, über das Internet auf den Industrierouter und somit auf die Daten der Windkraftanlage zuzugreifen, ohne dass Fremde Zugriff auf die Daten erhalten. Bei Nutzung dieser Technologie müssen monatlich anfallende Mobilfunkproviderkosten berücksichtigt werden.

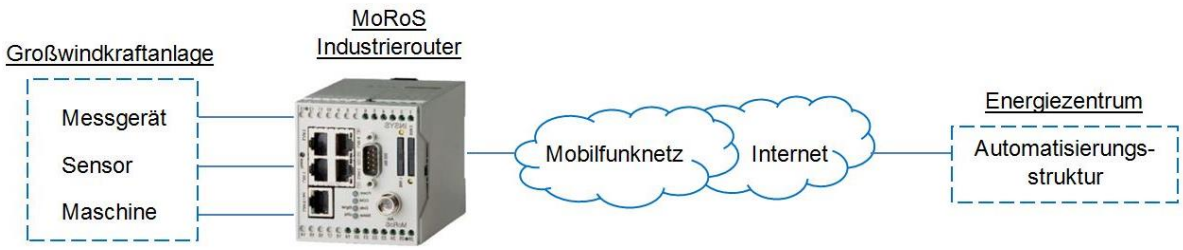


Abbildung 110: Anbindung der Großwindkraftanlage an die Automatisierungsstruktur des Energiezentrums

Auch wenn in den lokalen Steuereinheiten alle Messwerte zur Bilanzierung der Energienutzung zur Verfügung stehen, sollen zur Bildung elektrischer und thermischer Bilanzen dedizierte Zähler eingesetzt werden. Diese Überlegung geht auf die im Projekt „Energiepark KonWerl“ gemachten Erfahrungen zurück. Die zyklische Abfrage von Datenpunkten zur Er-

mittlung von Bilanzierungsdaten hat sich dort als relativ fehleranfällig erwiesen. Fällt die Kommunikation aus, fehlen die Werte und oft werden in der Folge auch noch weitere Abfragen blockiert, weil das System auf die immer noch ausstehende Antwort wartet. Da für eine Auswertung von Profilen nur lückenlose Datenreihen verwendet werden können, müssen die fehlenden Daten meist durch eine aufwendige Handarbeit ergänzt werden. Gerade bei wetterabhängigen Datensätzen ist dies aber nur eingeschränkt möglich. Deshalb sollen die Werte im Energiezentrum über mehrere Ebenen erfasst und wie bereits erwähnt möglichst auch direkt zwischengespeichert werden. Für die Erfassung der Bilanzdaten sollen daher in einem eigenen Erfassungssystem saldierende Zähler zum Einsatz kommen, die ihren Zählerstand in vorgegebenen Zeitintervallen zwischenspeichern. In der Regel sind dies Intervalle von 15 min bei elektrischen Zählern und mehrere Stunden bei Wärmezählern. Für eine feinere Auflösung der Profile werden die Zähler über eine eigene Steuerung (Industrie PC) kontinuierlich abgefragt. Im Bereich der Wärme ist eine 15min-Abfrage ausreichend, bei elektrischen Verbrauchern ist ein 1min-Intervall sinnvoll.

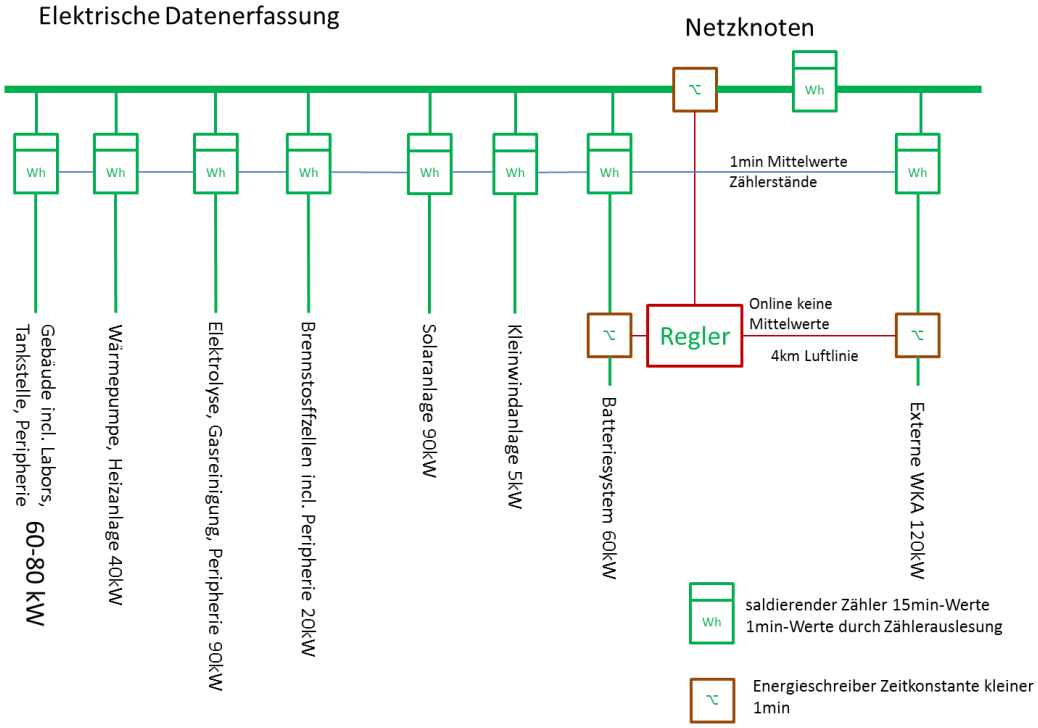


Abbildung 111: Zählersystem zur Erfassung der elektrischen Bilanzdaten

Abbildung 111 zeigt das Zählersystem zur Erfassung der elektrischen Verbrauchs- und Erzeugungswerte. Danach ergeben sich wie gezeigt mindestens neun Zählpunkte. An einigen Stellen z.B. Elektrolyse, Gasreinigung und Verdichtung kann durchaus auch eine getrennte Erfassung der Verbrauchswerte einzelner Aggregate sinnvoll sein. Bei den Wärmezählern muss berücksichtigt werden, dass diese in der Regel nur in eine Richtung arbeiten, das heißt, dass bei Pufferspeichern für die Einspeisung und die Entnahme jeweils ein Zähler erforderlich ist. Diesem Umstand tragen auch die schematischen Darstellungen der Abbildung 112 (Heizwärme) und Abbildung 113 (Energietransfer zur Sole) Rechnung.

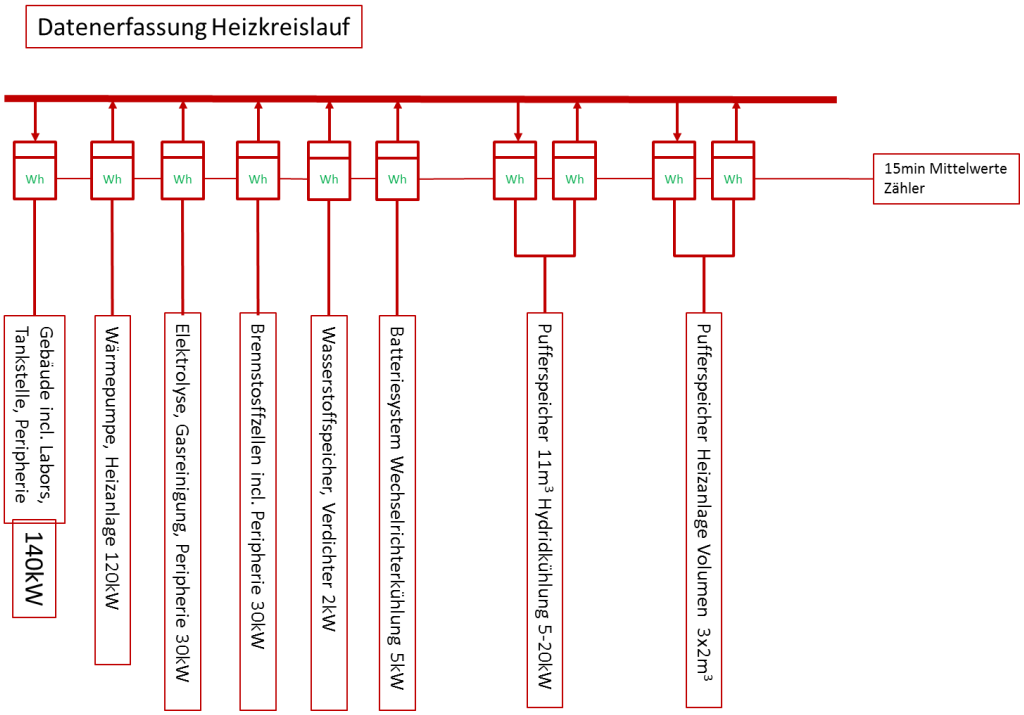


Abbildung 112: Zählersystem zur Erfassung der Heizwärme

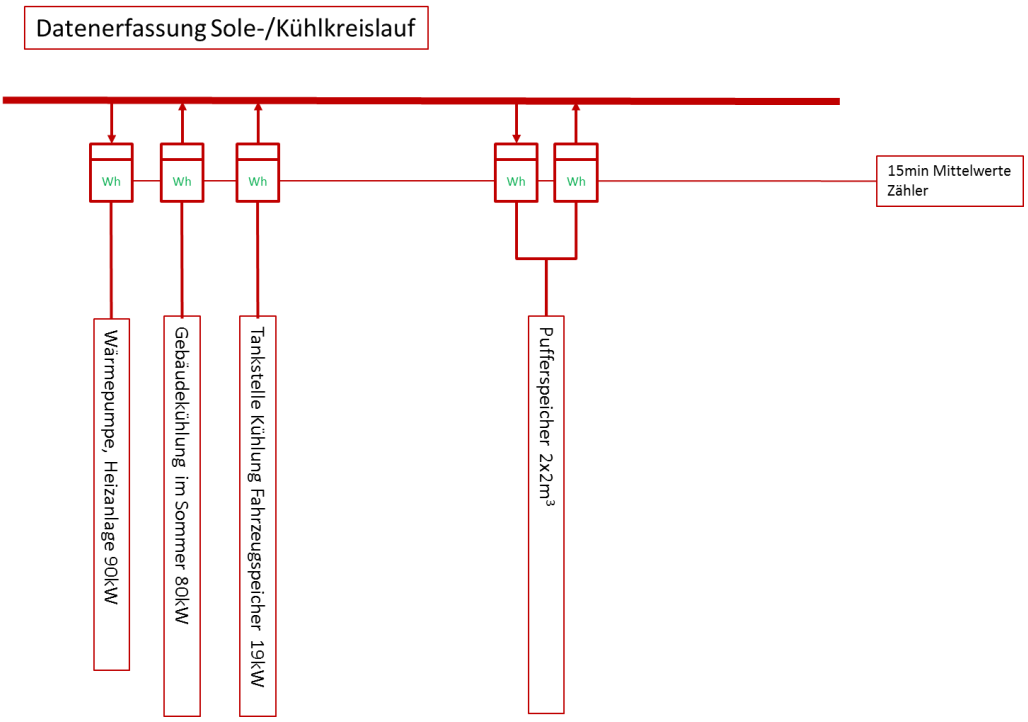


Abbildung 113: Zählersystem zur Erfassung des Wärmetransfers mit der Sole

Insgesamt ergeben sich so 24 Zählpunkte für das Gesamtsystem. Die Zähler sind so mit einem Busanschluss auszurüsten, dass das dedizierte Steuerungssystem die kurzzyklischen Abfragen durchführen und auch die im Zähler gespeicherten Werte abfragen kann.

Auf Basis der in Kapitel 8.2 gemachten Angaben zur Hardwareausstattung und zur Funktion der Prozesssteuerung wurden für die Hardware und die notwendige Software zur Implementierung der erforderlichen Programme (Bibliotheken und Programmierumgebungen) Angebote eingeholt. Der Aufwand zur Programmierung der Funktionen wurde nach Erfahrungswerten des Partners ISW für die Implementierungskosten pro Datenpunkt abgeschätzt.

9 Energiemanagement

ISW: Softwareauswahl, Einbindung GLT, externe Schnittstellen
TWS: Einbindung aller Speichermöglichkeiten, Zähler und Bilanzierung
FH SWF: Entwurf Regelalgorithmus und Logik, Simulationen, Optimierung, Aufbau Versuchsstand, Auswahl Automationssoftware

In bekannten Werkzeugen zum Energiemanagement virtueller Kraftwerke, wie zum Beispiel DEMS (**d**ezentrales **E**nergie**m**anagement**s**ystem), wird aufbauend auf einer Prognose von Erzeugung und Verbrauch ein Fahrplan für die nächsten 24 bis 72 Stunden erstellt, der auch die Verfügbarkeit der technischen Einrichtungen berücksichtigt. Unvermeidbare Abweichungen von der Planung werden dann kurzzyklisch durch ein Gegensteuern im Last- oder Erzeugungsbereich korrigiert. Abbildung 114 veranschaulicht die Funktionalität des Siemenssystems in graphischer Form.

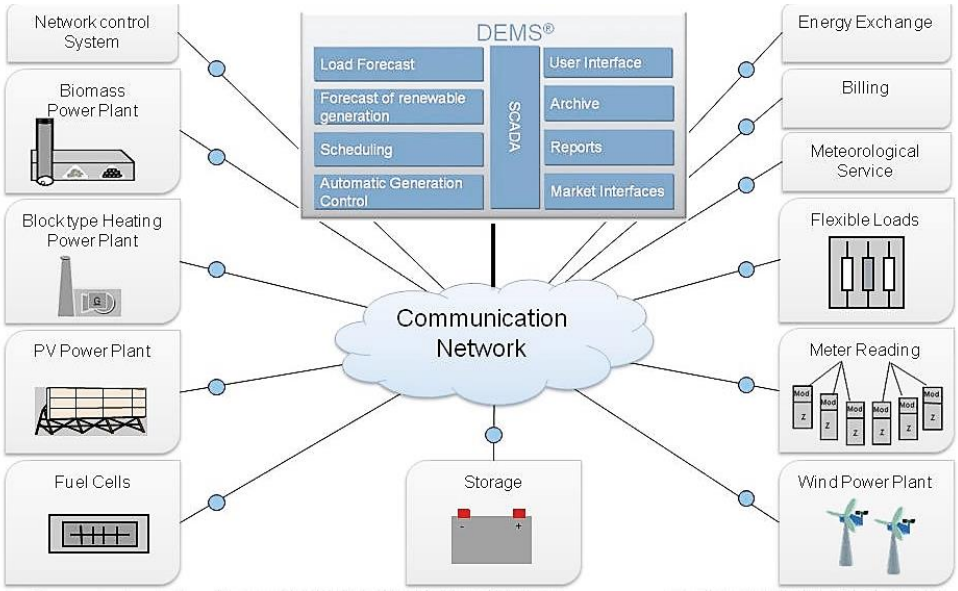


Abbildung 114: Funktionsprinzip des DEMS [14]

Die beschriebene Vorgehensweise bedingt recht aufwendige Software- und Steuersysteme, die sich erst ab einem gewissen Leistungsniveau, großer Komplexität des Systems und bei hoher notwendiger Flexibilität lohnen. Am anderen Ende der Skala stehen die Energiemanager, die z.B. bei Solar-Home-Systemen bisher zum Einsatz kommen und sich im Wesentlichen am Füllstand des Batteriespeichers orientieren. Das Management für das Energiezentrum ist zwischen diesen Extremen anzusiedeln und setzt auf einer Grundüberlegung auf, die mit dem Begriff algorithmisches Energiemanagement bezeichnet werden kann.

Im Gegensatz zum DEMS, wo der optimale Fahrplan unter vielen ständig wechselnden Möglichkeiten berechnet wird, was jedoch sehr verlässliche Prognosen voraussetzt, lässt sich der Managementauftrag bei der für das Energiezentrum vorgesehenen Variante relativ genau beschreiben. Basis der Überlegungen war dabei, das Netz weitestgehend von den Schwankungen der fluktuierenden Erzeuger zu entlasten. Daraus leitet sich die Aufgabe ab, den

Netzknoten bei Null oder bei einer vorgegebenen (Grund)last zu halten. Mit Hilfe des entwickelten Simulationsmodells konnte durch die Fachhochschule nachgewiesen werden, dass das Management diese Randbedingungen erfüllen kann, wenn die Bewirtschaftung der unterschiedlichen Speicher des Systems in geeigneter Weise erfolgt. Abbildung 115 zeigt dieses Modell in schematischer Form.

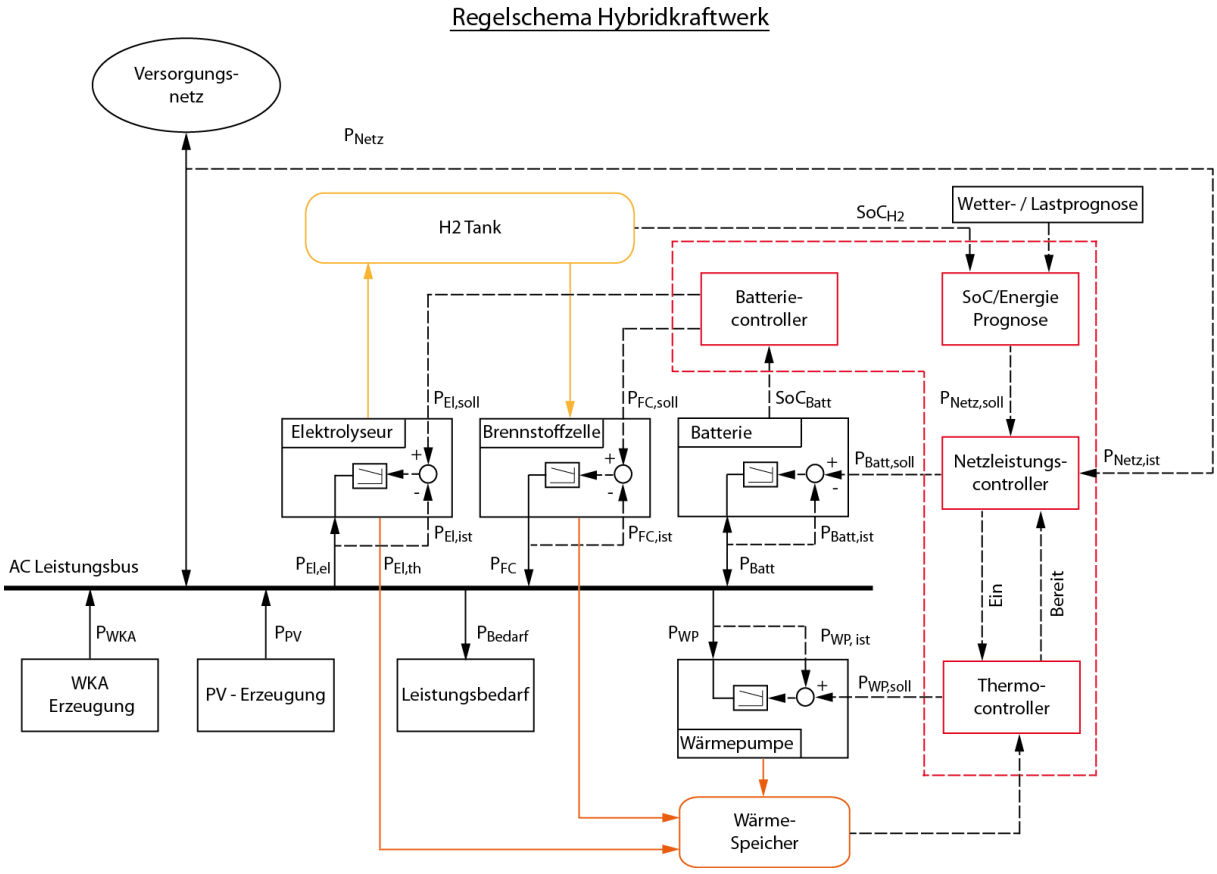


Abbildung 115: Schematische Darstellung des Gesamtsystems und der vier Elemente des Energiemanagers (roter Bereich)

Nach dem für das Energiezentrum vorgesehenen Konzept ist das Zusammenspiel von vier Kontrolleinheiten (rote Umrandung in Abbildung 115) entscheidend. Diese Einheiten und ihre Funktion in Kurzform sind in der folgenden Zusammenstellung genannt. Eine ausführlichere Funktionsbeschreibung ist in Kapitel 2 und den entsprechenden Unterkapiteln zu finden.

1. Netzleistungscontroller
   Differenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch sind über die Batterie so auszugleichen, dass der Netzknoten im Normalfall nicht belastet wird oder Bezug bzw. Lieferung der ermittelten Leistungsvorgabe entspricht.
2. Batteriecontroller
   Der Ladezustand der Batterie ist so zu halten, dass der Netzleistungscontroller seine Funktion erfüllen kann. Werden Füllstandsgrenzen nach oben oder unten überschritten, ist durch gezielten Einsatz von Brennstoffzelle oder Elektrolyseur wieder ein ent-

sprechender Ladezustand herzustellen (Kapitel 2.4). Die Füllstandsgrenzen können fix sein oder je nach Jahreszeit und Betriebszustand variieren.

3. SOC Wasserstoff-Energieprognose
   Um zu verhindern, dass der Wasserstoffspeicher durch den Batteriecontroller überfüllt oder völlig entleert wird, ermittelt der Füllstandsmanager Wasserstoff (SOC Wasserstoff) über die Wettervorhersage eine Prognose über die Änderung des Füllstands in den nächsten Tagen. Sobald dabei festgestellt wird, dass der Füllstand ein vorgegebenes Band, das mit den Jahreszeiten variiert, über oder unterschreitet, wird eine entsprechende Energievorgabe an den Netzleistungscontroller übermittelt, damit dieser den Netzknoten entsprechend auf Lieferung oder Bezug einstellt (Kapitel 2.5). Da hierbei große Zeitkonstanten zugrunde liegen, wird es sich um relativ kleine Leistungen über größere Zeiträume z.B. 10 kW über 12 Stunden handeln. Da diese Leistung planbar ist und keine Spitzen aufweist, wird das Netz nur gleichmäßig und gering belastet.
4. Thermocontroller
   Da es sich bei der Wärmepumpe im Prinzip um eine verschiebbare elektrische Last handelt, lässt sie sich ähnlich wie die Batterie zum Ausgleich einsetzen. Maßgabe hierbei ist der Füllstand der thermischen Speicher, der aber auch durch die Abwärme der anderen Komponenten (z.B. Elektrolyseur und Brennstoffzelle) beeinflusst ist. Der Thermocontroller bildet daher die Funktionalität des Batteriecontrollers auf der thermischen Seite ab.

Eine wesentliche Herausforderung war die Implementierung und Abbildung des in Matlab/Simulink entwickelten Energiemanagements und des Simulationsmodells auf die Software- und Hardwarekomponenten zur Realisierung der Automatisierungsstruktur des Energiezentrums. Die entwickelten Algorithmen repräsentieren eine detaillierte Abbildung des geplanten technischen Systems mit einer optimalen wirtschaftlichen wie energetischen Betriebsweise der einzelnen Prozesse. Um dies auch bei dem realen Energiezentrumssystem zu erreichen, muss eine Automatisierungssoftware gefunden werden, welche es ermöglicht, die Embedded- und Industrie-PCs so zu programmieren, dass die entwickelten Algorithmen weitgehend übernommen und auf den einzelnen Steuerungs-PCs hinterlegt werden können.

Der erste Ansatz hierzu war die Nutzung der Gebäudeleittechnik iBMS der Ingenieurgesellschaft für Gebäudeautomation mbH (INGA). Eine Gebäudeleittechnik (GLT) dient der Visualisierung, Steuerung und Überwachung von Gebäuden. Der wesentliche Vorteil der iBMS-Software ist die Flexibilität und Implementierungsneutralität zu einer Vielzahl von Systemen unterschiedlichster Hersteller, welche alle zeitgleich unter Berücksichtigung ihrer Kommunikationsschnittstellen- und Protokolle auf die Gebäudeleittechnik geschaltet werden können. Nach der Teilnahme an einer dreitätigen Schulung der Firma INGA wurde versucht, das Energiemanagement und die somit entsprechende Intelligenz in Form von Skripten über die Software Intelli BMS in das Gebäudeleitsystem (GLT) zu implementieren (siehe Zwischenbericht Mai 2013). Um diesen Ansatz zu evaluieren, wurde ein kleiner Prüfstand, bestehend aus einer Speicherprogrammierbarer-Steuerung und einer selbstentwickelten Hardware, siehe Abbildung 116, aufgebaut. Anschließend wurde ein Industrie-PC an die Steuerung angeschlossen und auf die Bedienoberfläche der Gebäudeleittechnik geschaltet. Eine Anbindung

der Steuerung an die Gebäudeleittechnik erfolgte problemlos, allerdings gestaltete es sich als schwierig, komplexe Algorithmen, wie sie für den Betrieb des Energiezentrums mit dem Hybridenergiesystem benötigt werden, in Form von Skripten zu erstellen und in die Gebäudeleittechnik zu integrieren. Aufgenommene Messdaten beispielsweise mussten aufwendig in Excel-Listen gespeichert werden, bevor diese bei der Abarbeitung von Skripten genutzt werden konnten. Durch die damit verbundene Nutzung verschiedener Rechenprozesse und Anwendungen wurden wertvolle Systemressourcen blockiert. Die Software beinhaltet zwar die Möglichkeit, Systeme mit unterschiedlichen Kommunikationsschnittstellen und unabhängig vom jeweiligen Hersteller in die Gebäudeleittechnik zu integrieren, allerdings ließen sich die entwickelten Algorithmen nur umständlich implementieren.

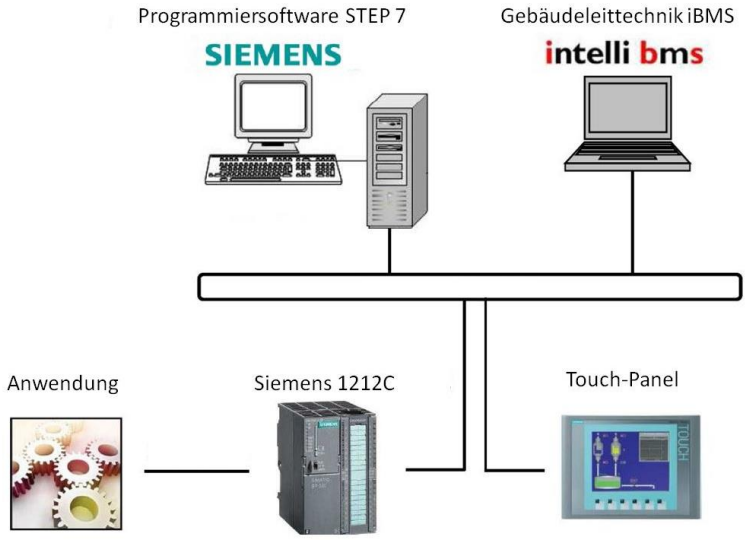


Abbildung 116: Testaufbau bestehend aus Gebäudeleittechnik, Touch-Panel, Siemens Steuerung, Hardware-Anwendung und Programmiersoftware STEP 7

Aus diesen Gründen wurde nach einer alternativen Lösung für die Implementierung des Energiemanagements gesucht, die im Folgenden noch näher spezifiziert wird. Da sich die die iBMS-Software sehr gut für die Überwachung und vor allem auch für die grafische Visualisierung eignet, soll sie auf einen zweiten Industrie-PC auf der Managementebene installiert werden, um die Prozesse des Energiezentrums grafisch mit den jeweiligen Prozessdaten darzustellen (siehe Abbildung 109) und so gleichzeitig für eine Trennung von der Steuerung des Energiesystems sorgen.

Der letztendlich als geeignet spezifizierte Lösungsansatz besteht darin, die Automatisierungssoftware TwinCAT 3 (The Windows Control and Automation Technology) der Beckhoff Automation Unternehmensgruppe zu nutzen. Die Automatisierungssoftware TwinCAT 3 kann sowohl auf Embedded-PCs als auch auf Industrie-PCs installiert werden und fasst Programmierung und Konfiguration eines solchen Steuerungs-PCs in einer einheitlichen Software zusammen. Die Grundlage von TwinCAT 3 beruht auf Microsoft Visual Studio. Dadurch ist es möglich, Automatisierungsobjekte mit unterschiedlichen Programmiersprachen wie beispielsweise C/C++ und Matlab/Simulink für Echtzeitanwendungen zu programmieren. Anschließend werden die erstellen Programmmodule durch einen Compiler in eine TwinCAT 3

Runtime-Darstellung umgewandelt, welche auf dem Steuerungs-PC ausgeführt wird. Der wesentliche Vorteil ist dabei, dass bereits existierende Matlab/Simulink-Modelle in die TwinCAT 3 Software implementiert werden können und so direkt in die Managementebene eingebunden werden. Als Basis ist damit das bereits entwickelte und in den Kapiteln 2.2 bis 2.6 beschriebene Modell verwendbar. Für die spätere Implementierung in TwinCat und den „Online-Betrieb“ müssen voraussichtlich Anpassungen und gegebenenfalls Vereinfachungen vorgenommen werden. Es ist aber keine vollständig neue Programmierung erforderlich. Im Umkehrschluss können alle im späteren Betrieb gemachten Erfahrungen auch unmittelbar in die Weiterentwicklung des Planungswerkzeuges einfließen. Nach den vorliegenden (Kosten)Planungen wurde die Implementierung des Energiemanagements in seinen Grundfunktionen (Version 0) bis zum einfachen automatischen Betrieb in die Technikkosten des Zentrums mit aufgenommen. Feinschliff, Optimierung und Weiterentwicklung können dann erst im laufenden Betrieb z.B. in Form eines FuE-Projekts erfolgen.

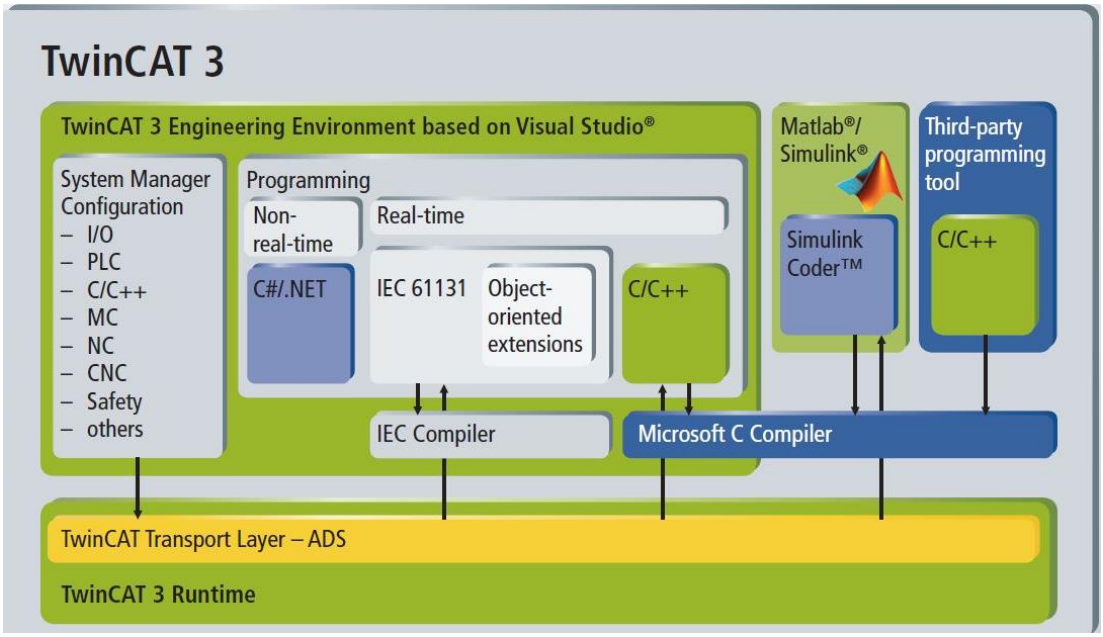


Abbildung 117: Prinzipieller Aufbau der TwinCAT 3 Software

Obwohl es sich beim Energiemanagement um einen der zentralen Bausteine des Projektes handelt, ist die Beschreibung in diesem Kapitel relativ knapp und beschäftigt sich zudem mit einigen Randbereichen des Themenschwerpunkts. Grund hierfür ist die besondere Ausrichtung des Managements, die im Prinzip über eine algorithmische Beschreibung erfolgt. Die entsprechende Beschreibung ist bereits bei den Erklärungen zum Berechnungsmodell erfolgt. Die intensive Verknüpfung mit dem Berechnungsmodell ist auch der Grund dafür, dass im Gegensatz zur ursprünglichen Projektplanung die Fachhochschule wesentlichen Anteil an diesem Arbeitspaket hatte. Die Themenfelder sind dabei so miteinander verschränkt, dass die ursprünglich angedachte getrennte Bearbeitung nicht sinnvoll war.

Das entwickelte Energiemanagementkonzept setzt natürlich voraus, dass sich die Managementaufgaben und auch die Optimierungsziele tatsächlich einigermaßen einfach beschrei-

ben lassen und sich diese nicht fortwährend ändern. Ist diese gewährleistet, ergibt sich allerdings ein Management, das einfach an unterschiedliche Anforderungen z.B. bei der Eigenversorgung von Betrieben oder der Sicherung der Versorgung in strukturschwachen Regionen angepasst werden kann, dabei nicht auf die Bereitstellung aufwendiger sehr lokaler Prognosen von Last und Erzeugung angewiesen ist und sich auch von den finanziellen Anforderungen her im Rahmen hält. Es sollte mit einem solchen System möglich sein, die Lücke zwischen dem in der Firmware hinterlegten Management der Solarhome-Systeme und dem Management für ganze Versorgungsbereiche oder Großverbrauchern zu schließen.

10 Wasserstoffübergabe in den mobilen Bereich

FH SWF: Tankstellensystem, Sicherheitsaspekte, Hardware, Abrechnung/Identifikation
TWS: Wasserstoffmenge und Mengenverteilung

Wasserstoff erringt für die Mobilität vermehrt einen Ruf als „Treibstoff der Zukunft“. Um aktiv an der angewandten Forschung zur mobilen Wasserstoffnutzung und der Wasserstofftankstellen-Technologie beteiligt zu sein, soll das Südwestfälische Energiezentrum Energie in Form von regenerativ erzeugtem Wasserstoff für die mobile Nutzung zur Verfügung stellen. So ergeben sich zukunftsweisende Aufgaben- und Forschungsfelder in der Entwicklung von Konzepten für eine geeignete und effiziente Betankung von Elektro-Wasserstoff-Hybridfahrzeugen.

Regenerativ erzeugter Wasserstoff ist ein sauberer und emissionsfreier Kraftstoff. Bei der Reaktion von Wasserstoff in der Brennstoffzelle fällt lediglich Wasser als Reaktionsprodukt an. Es werden keine Schadstoffe freigesetzt. Zur Speicherung von Wasserstoff existieren auch im mobilen Bereich im Wesentlichen drei verschiedene Technologien.

In Flüssiggasbehältern wird Wasserstoff in flüssiger Form (LH_2) gespeichert. Um den Wasserstoff zu verflüssigen, wird dieser auf die Siedetemperatur von -252,85 °C abgekühlt. Bedingt durch die im Vergleich zum gasförmigen Zustand deutlich größere Dichte lässt sich so eine Speicherdichte von 2,8 kWh/Liter erreichen. Dieser Prozess ist allerdings deutlich energieaufwendiger als eine Druckgasspeicherung. Damit im Inneren des Behälters eine möglichst konstante Temperatur sichergestellt ist bzw. die Erwärmung minimiert wird, benötigen solche Behälter eine sehr aufwendige Isolierung. Es findet jedoch immer noch eine geringe Aufnahme von Umgebungswärme statt, welche eine Erwärmung und damit ein geringes Ausgasen des Wasserstoffs zur Folge hat. Bei Überschreiten eines kritischen Drucks öffnet sich automatisch ein Sicherheitsventil, wodurch der Überdruck abgelassen wird (Abdampfverluste). Zwar wurden die Tanks in den letzten Jahren deutlich verbessert, es treten jedoch weiterhin Abdampfverluste auf.

Weit verbreitet ist die Speicherung von Wasserstoff als unter Druck stehendes Gas (GH_2). Stand der Technik ist hier die Speicherung bei 350 bar und bei 700 bar. Diese Tanks werden beispielsweise in einigen Bussen und PKWs eingesetzt. Die Speicherdichte erreicht bei 700 bar etwa 1,65 kWh/Liter. Damit diese Tanks im Straßenverkehr eingesetzt werden dürfen, müssen diese eine Zertifizierung bezüglich ISO 11439 besitzen und außerdem vom deutschen TÜV abgenommen werden. Die zu speichernde Menge Wasserstoff ist in weiten Bereichen proportional zum Ladedruck, d.h. je höher der Druck desto größere Mengen Wasserstoff können in einem Drucktank gespeichert werden. Jedoch lässt sich auch mit 700 bar Drucktanks keine mit herkömmlichen Fahrzeugen vergleichbare Reichweite realisieren. Vorteile bietet die Druckgasspeicherung bei der schnellen und unkomplizierten Betankung von Fahrzeugen. Allerdings benötigen solche Betankungssysteme hohe Sicherheitsstandards und weisen einen hohen baulichen Aufwand auf. So werden vor allem für die 700 bar Speicher sehr leistungsstarke Kompressoren mit einem großen Leistungsbedarf benötigt, womit ein sehr hoher Kostenaufwand verbunden ist.

Wie bereits in Kapitel 6.2.2 erläutert lässt sich Wasserstoff auch durch Absorption in metallischen Verbindungen speichern. Diese Technologie ermöglicht Speicherdichten bis zu 3,5 kWh/Liter, allerdings verbunden mit einem erhöhten Behältergewicht. Wird der Metallhydridspeicher mit einem der bereits erwähnten Tieftemperaturhydride (z.B. $TiMn_2$) befüllt, liegt der für die Betankung notwendige Druck im Bereich von 20 – 25 bar. Dieser geringe Betankungsdruck bietet einige Vorteile, da der bauliche Aufwand reduziert wird. Im Hinblick auf das Südwestfälische Energiezentrum bedeutet dies, dass für die Übergabestation kein zusätzlicher Kompressor notwendig wird. Am Standort Soest der Fachhochschule Südwestfalen wurde bereits im Projekt H2Mobil ein Smart mit einem Elektro-Wasserstoff-Hybridantrieb entwickelt und mit einem Metallhydridspeicher zur Wasserstoffversorgung ausgestattet. In Zusammenarbeit mit einem Industriepartner soll nun, eine kleine regionale Fahrzeugflotte aufgebaut und betrieben werden.

Abhängig von diesen Rahmenbedingungen wurde der Aufbau einer Übergabestation für Metallhydridspeicher für das Südwestfälische Energiezentrum ausgewählt. So besteht ein direkter Bezug zu den Forschungsarbeiten der Fachhochschule Südwestfalen, sowie zu einem lokalen Fahrzeugprojekt zur Weiterentwicklung und Prüfung der Alltagstauglichkeit. Weiterhin ist eine direkte Einbindung in das Gassystem des Energiezentrums möglich, ohne einen zusätzlichen Kompressor oder einen Verflüssiger vorzusehen.

10.1.1 **Konzept der Übergabestation**

Die Betankung von Fahrzeugen mit Metallhydridspeichern unterliegt bestimmten Rahmenbedingungen. So nehmen Metallhydride den Wasserstoff nicht mit einem konstanten Fluss auf, sondern die Wasserstoffaufnahme lässt sich näherungsweise mit einer abnehmenden Exponentialfunktion beschreiben. Zu Beginn nimmt das Speichermaterial große Mengen Wasserstoff auf, wodurch sehr große Flüsse auftreten. Diese können, abhängig von der Speichergröße, 60 Nm³/h überschreiten. Aufgrund der technischen Rahmenbedingungen der Durchflussmessung, und um den im Rohrleitungssystem auftretenden Druckverlust zu begrenzen, wird der Durchfluss auf einen Maximalwert von 60 m³/h begrenzt. Bei der Beladung ist ein Mindestdruck von 25 bar erforderlich. Bei der Wasserstoffaufnahme durch die Metallhydride handelt es sich um einen exothermen Prozess. Die frei werdende Wärme muss aktiv abgeführt werden, da sich eine Erwärmung negativ auf die Geschwindigkeit der Wasserstoffaufnahme im Tank auswirkt. Daher ist die Bereitstellung einer geeigneten Kühlleistung erforderlich. Die im Speicher der Fahrzeuge verwendete Metallhydridlegierung der Firma GfE vom Typ Hydralloy C5 gibt pro kg Wasserstoffaufnahme eine Wärme von 15,15 MJ ab. Für eine Vollbeladung des Fahrzeugspeichers ergibt sich somit eine Wärmemenge von etwa 3,9 kWh, die über das Kühlsystem abgeführt werden muss.

Vorgesehen ist die Versorgung einer Flotte von 5 Fahrzeugen mit einer Jahreskilometerzahl von jeweils 5000 km mit Wasserstoffantrieb. Basierend auf der Anzahl von Werktagen in einem Jahr von etwa 250 bedeutet dies, dass die Fahrzeuge täglich etwa 20 km mit Wasserstoffverbrauch zurücklegen. Die Metallhydridspeicher der Fahrzeuge fassen etwa 10,2 m³ Wasserstoff, womit eine Reichweitesteigerung von etwa 100 km gegenüber einer reinen Elektrolösung mit Batterie ermöglicht wird. Ein Tankvorgang ist demnach spätestens alle 5 Tage notwendig. Dieser dauert, je nach angeforderter Wasserstoffmenge, 20 bis 45 Minuten

Es ist daher realistisch vorstellbar, dass teilweise zwei Fahrzeuge nacheinander betankt werden müssen. Der im Gassystem vorgesehene 45 bar Pufferspeicher mit einem Nennvolumen von 1,6 m³ ermöglicht es, mindestens zwei Fahrzeuge zu betanken, ohne diesen nachfüllen zu müssen (Kapitel 6.3). Diese Annahmen sind hinsichtlich des zeitlichen Bedarfs noch sehr grob. Aktuell gibt es auch für den Bereich der Elektromobilität kaum Angaben darüber, wie die neue Technologie das Tankverhalten beeinflusst und mit welchen Tankzyklen zu rechnen ist. Laufende Projekte, die zum Ziel haben, solche Erfahrungen zu sammeln, sind noch nicht abgeschlossen. Sobald die Daten z.B. des Projektes metropol-E [15] vorliegen, sollten die entsprechenden Erkenntnisse genutzt werden, um die hier getroffenen Annahmen weiter zu konkretisieren. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass die Wasserstoff-Elektro-Hybrid-Anwendung durchaus mit einem anderen Verhalten verknüpft sein kann, als dies bei reiner Elektromobilität zu beobachten ist. Dies betrifft natürlich auch den Jahresbedarf, der anhand der angenommen Fahrstrecke auf insgesamt 2550 Nm³ jährlich abgeschätzt wurde.

10.1.2 **Technischer Aufbau der Übergabestation**

Nachfolgend ist der technische Aufbau des Betankungssystems dargestellt. Dieser basiert auf einem prototypischen Laborsystem der Fachhochschule Südwestfalen, das im Rahmen von Abschlussarbeiten aufgebaut und weiterentwickelt wurde und für Laborversuche mit Metallhydridspeichern eingesetzt wird.

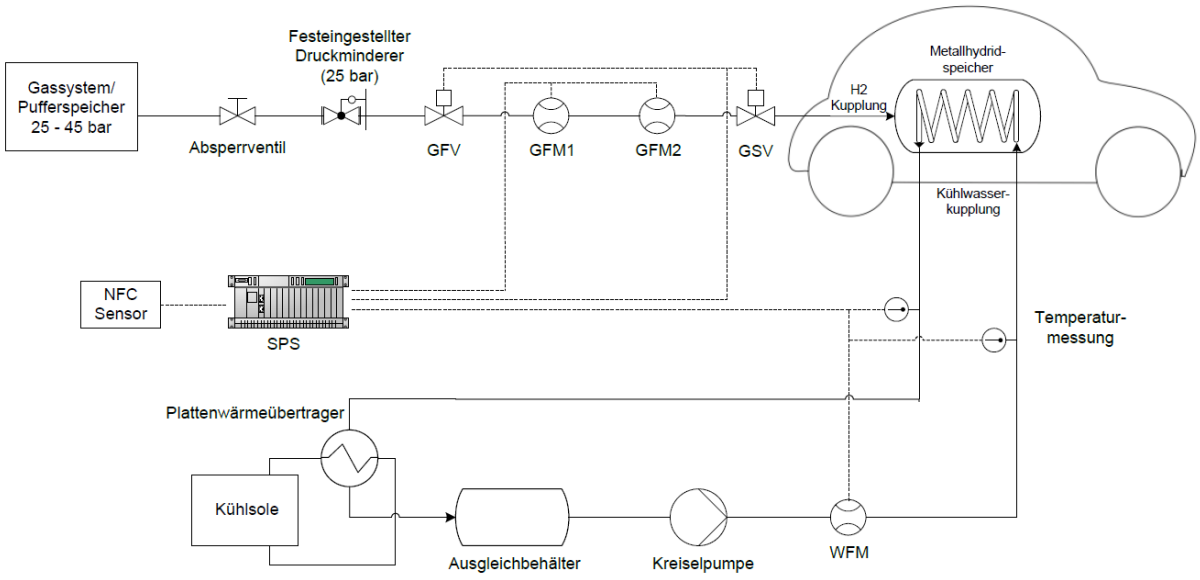


Abbildung 118: Fließbild Übergabestation von Wasserstoff aus dem Energiezentrum an Fahrzeuge

Die Steuerung der Übergabestation wird über eine eigene, angepasste SPS realisiert. Diese erfasst alle Sensorsignale und steuert die entsprechenden Aktoren an. Zusätzlich übernimmt sie die Kommunikation mit dem Gasmanager und dem zentralen Steuerungssystem des Energiezentrums

Der Wasserstoff wird von dem bereits erwähnten 45 bar Pufferspeicher bereitgestellt. Um die Übergabestation für Wartungsarbeiten vom restlichen System abtrennen zu können, ist ein Absperrventil vorgesehen. Mit einem festeingestellten Druckregler wird nun der Beladungsdruck von 25 bar vorgegeben. Zur genauen Erfassung der abgegebenen Wasserstoffmenge sind thermische Massendurchflussmesser, wie sie die Firma Bronkhorst anbietet, vorgesehen. Da bei diesen Durchflussmessern die Messspanne auf 1:50 begrenzt ist, werden zwei Durchflussmesser miteinander kombiniert. Dabei weist der erste (GFM1) einen Messbereich von 0,8 Nl/min bis 40 Nl/min auf und der zweite (GFM2) einen Messbereich von 20 Nl/min bis 1000 Nl/min. Durch diese Maßnahme wird eine vollständige Erfassung der beim Betankungsvorgang auftretenden Flüsse sichergestellt. Die so erfasste Menge des abgegebenen Wasserstoffs dient als Abrechnungsbasis für die Kunden. Die Abrechnung erfolgt dabei über eine Chipkarte mit NFC-Kommunikation (siehe Kapitel 10.1.3). Das Regelventil (GFV) wird so eingestellt, dass der Fluss auf das Maximum des Messbereichs von 1000 Nl/min begrenzt ist. Der Tankvorgang wir über ein stromlos geschlossenes Ventil (GSV) gestartet und beendet. Gleichzeitig übernimmt dieses Ventil eine Sicherheitsfunktion und unterbindet im Gefahrenfall eine Wasserstoffabgabe.

Zusätzlich zum Wasserstoff muss für die Betankung auch die bei Metallhydridspeichern benötigte Kühlleistung bereitgestellt werden. Hierbei ist es vorgesehen, eine Verbindung mit dem Solekreislauf der Wärmepumpe herzustellen. Dadurch ist nahezu ganzjährig ein Kühlwasserreservoir mit einer Vorlauftemperatur von 13 °C und einer hohen Wärmekapazität verfügbar. Zur Entkopplung der Kühlwasserkreisläufe ist ein Plattenwärmeübertrager vorgesehen. So kann an der Übergabestation die für die Fahrzeuge benötigte definierte Wasser-Glykol-Mischung eingehalten werden. Mittels eines Ultraschallflussmessers wird die Strömungsgeschwindigkeit des Kühlwasserstroms aufgenommen. Zeitgleich lässt sich so überwachen ob eine Kühlwasserverbindung zum Fahrzeug hergestellt ist. Um eine unkontrollierte Erwärmung des Metallhydridspeichers zu vermeiden, darf der eigentliche Betankungsvorgang erst gestartet werden, wenn eine Kühlwasserversorgung sichergestellt ist. In Verbindung mit der Temperaturmessung von Kühlwasservor- und Rücklauf ist es so auch möglich, die anfallende Wärmemenge zu erfassen. Sofern die Kupplungen zum Fahrzeug selbstabsperrend ausgeführt werden, sind hier keine weiteren Ventile erforderlich.

Die Verbindung zwischen Übergabestation und Fahrzeug ist vergleichbar mit traditionellen Tankstellen. Jedoch müssen insgesamt drei Leitungen verbunden werden, die Gasleitung, der Kühlwasservorlauf und der Kühlwasserrücklauf. Die jeweiligen Verbindungen stellen jeweils einrastende Kupplungen her. Eine geeignete Kupplung zur Verbindung der Gaskreisläufe muss mehrere Anforderungen erfüllen. Mit Hinblick auf die Ex-Schutzbestimmungen ist es von großer Bedeutung, dass ein Austreten des Wasserstoffs beim Ein- und Auskuppeln verhindert wird. Für die Zuverlässigkeit des Wasserstoffspeichers der Fahrzeuge ist es weiterhin von großer Bedeutung, dass kein Fremdgaseintritt durch Toträume oder Leckagen erfolgt. Die Firma Stäubli bietet hier beispielsweise verschiedene Kupplungen an, welche diese Anforderungen vollständig erfüllen. Die Clean-Break-Technologie der Firma Stäubli verhindert zum einen den Eintritt von Luft oder Schmutzpartikeln in die Kreisläufe und zum anderen verhindert sie eine mögliche Leckage beim Entkupplungsvorgang. Auch die Kupplungen für den Kühlwasserkreislauf sollten möglichst einen Austritt von Kühlflüssigkeit aus

dem System und einen Eintritt von Luft in das System verhindern. Auch hier finden sich im Produktprogramm der Firma Stäubli passende, geeignet absperrende Kupplungen. Durch die Verwendung unterschiedlicher Kupplungstypen für das Gassystem und den Kühlwasserkreislauf wird eine Verwechselung verhindert. Die Kühlwasserkupplungen werden farblich eindeutig markiert.

10.1.3 **Identifikation des Fahrzeugs, Abrechnung, Zugänglichkeit**

Eine wesentliche und notwendige Erweiterung der geplanten Tankstelle ist ein zuverlässiges Abrechnungssystem. Für den Endausbau wird von folgendem Szenario ausgegangen: Der Besitzer eines wasserstoffbetriebenen-Brennstoffzellenfahrzeuges muss durch einen Betankungsvorgang den Wasserstofftank seines Fahrzeuges wieder auffüllen. Damit zu jeder Zeit eine Betankung möglich ist, fährt der Kunde mit seinem Fahrzeug an die Tankstelle heran, identifiziert sich berührungslos mit einer Chipkarte, die auf sein Auto zugelassen ist, führt den Betankungsvorgang durch und bezahlt anschließend unter Einhaltung gängiger Sicherheitsstandards mit seiner Chipkarte. Aufgrund der gesammelten Erfahrungen und durch verschiedene Abschlussarbeiten seitens der Fachhochschule Südwestfalen im Bereich der drahtlosen Informationsübertragung wurde als Identifikations- und Bezahlmöglichkeit die Near-Field-Communication (NFC) ausgewählt.

Fahrzeugseitig
NFC
Wasserstofftankstelle
NFC-Gegenstelle die der Fahrer für die Identifikations- und Bezahlvorgang bei sich trägt
Aktive NFC Komponente welche eine Identifizierung und Bezahlung vornimmt

Abbildung 119: NFC Topologie

Das grundlegende NFC-Prinzip der berührungslosen Datenübertragung besteht aus zwei Komponenten: Ein aktives, kommunizierendes Gerät, welches die Übertragung initiiert und ein passives Element, wie beispielsweise eine programmierte Chipkarte (Funketikette), welche Daten auch ohne eigene Stromversorgung übertragen kann. Grundlage von NFC ist die RFID (Radio-Frequency-Identification) Technologie, die Daten mit Hilfe von Radiowellen ohne festgelegte Standards wie beispielsweise Frequenzband oder Reichweite übertragen kann. Erst durch die Einführung von NFC wurde ein spezielles Kopplungsverfahren basierend auf einem gesonderten Frequenzband eingeführt. Durch die Einigung auf ein bestimmtes Frequenzband kann eine aktiv-aktiv Kommunikation (handshake), also eine sichere Verbindung zwischen beiden Komponenten, aufgebaut werden, um sich beispielsweise mit einer Chipkarte eindeutig zu identifizieren oder zu bezahlen. Um die Identifikationssicherheit zu erhöhen, wurde außerdem die Distanz beider NFC-Komponenten laut Norm auf maximal 10 cm Abstand festgelegt. Angewandt auf das Energiezentrum wird die aktive Komponente fest in die Tankstelle integriert. Der Fahrer kann jetzt seine Chipkarte oder sein Smartphone mit einer fest einprogrammierten Identifikationsnummer an die aktive Komponente halten,

sodass eine sichere Verbindung aufgebaut werden kann. Anhand der ermittelten Identifikationsnummer kann eine Tankfreigabe und eine sichere und bargeldlose Zahlung zu jeder Zeit an der Tankstelle ermöglicht werden.

10.1.4 **Positionierung der Übergabestation**

Die Übergabestation wird auf dem westlichen Teil des Geländes des Südwestfälischen Energiezentrums in der Nähe des Gasspeichers, aber außerhalb der Druckbehältersicherheitszone positioniert. Dabei wird durch einen Zaun mit Zugangstor der Zugang beschränkt, damit nur Personen mit Berechtigungskarte Zutritt erhalten. Von der Übergabestation aus wird eine Zugangsmöglichkeit zum Gebäude vorgesehen, um dem Kunden eine Überbrückung der Tankzeit, die bei gewünschter voller Beladung bis zu 45 Minuten betragen kann, zu ermöglichen. Dies kann beispielsweise in Form einer Sitzecke mit Informationsmaterialen und Getränken geschehen.

Um einen witterungsgeschützten Tankvorgang zu ermöglichen, ist die Unterbringung unter einem Carport vorgesehen. Dieses wird seitlich offen ausgeführt, damit im Leckagefall keine explosionsfähige Atmosphäre durch Gasansammlung entstehen kann. Die vor Ort zu positionierenden Komponenten der Übergabestation werden in einem witterungsgeschützten Schrank untergebracht. Der Zugriff auf die Kühlmittel- und Gasleitungen ist hierbei sicherheitshalber nur mittels der Berechtigungskarte möglich.

11 Wärmenutzung

ISW: Hydraulik, Einbindung ins System, Anlagenauslegung
TWS: Kenngrößenermittlung und Verknüpfung mit den besonderen Komponenten
FH-SWF: Stromerzeugung bei 50°C (Überprüfung der Forschungsoption)

Die wärmetechnischen Zusammenhänge des Energiezentrums sind in dem im Anhang befindlichen Schaltschema für Heizung und Kühlung aufgezeigt. An dieser Zeichnung wird der enge Zusammenhang zwischen Wasserstofftechnik, Brennstoffzelle, Elektrolyse und der Gebäudetechnik ersichtlich. Im Zentrum dieser wärmetechnischen Zusammenführung der Systeme befindet sich ein Pufferspeicher. In diesen Speicher kann die Abwärme der verschiedenen Systeme aufgenommen werden. Die Verteilung der Wärme innerhalb des Gebäudes kann dann zeitversetzt über die Heizungsverteilung erfolgen. Abbildung 120 zeigt das Strangschema zur Hydraulik des Zentrums in verkleinerter Form. Die Abbildung ist in Originalgröße und mit Legende und Beschriftungsfeldern im Anhang zu hinterlegt.

Um die Verlustwärme aus den Umwandlungsprozessen im Sinne einer Kraft-Wärme-Kopplung nutzen zu können, müssen die folgenden Bedingungen erfüllt sein:

1. Das Temperaturniveau muss passen.
2. Die Temperaturdifferenzen, die sogenannte Grädigkeit, muss ausreichen, damit die anfallende Wärmemenge bei einem realisierbaren Fluss des Wärmeträgers abgeführt werden kann.
3. Das Druckniveau des Wärmeträgers liegt in einem realisierbaren Bereich.
4. Die Qualität des Wärmeträgers ist einzuhalten.
5. Die unterschiedlichen Betriebsphasen (z.B. Sommer, Winter) sind darzustellen.

Um beantworten zu können, ob diese Bedingungen bei allen Komponenten und Betriebsbedingungen einzuhalten sind, wurden zunächst die diesbezüglichen technischen Daten abgefragt und zusammengestellt. Gegebenenfalls sind die entsprechenden Punkte wie z.B. die Verfügbarkeit einer Wasserkühlung oder aber ein höheres Temperaturniveau auch in die Auswahlkriterien für die Komponenten mit eingeflossen. Eine Zusammenstellung dieser Kennwerte ist in Abbildung 121 für das hohe Temperaturniveau (Heizung) und analog in Abbildung 122 für das niedrige Temperaturniveau (Kühlung, Solekreislauf) zu finden. Dabei wurde über die grafische Darstellung auch mit angegeben, ob ein Wärmetauscher zum Einsatz kommt oder ein direkter Durchfluss des Kühlmediums vorgesehen ist. Die Einbindung des Hydrid-Speichers als Puffertank (vergl. Kapitel 6.2.2.3) wurde durch den doppelten Wärmetauscher angezeigt, da die Wärme aus dem Prozess erst an den Speicher abgegeben wird und dieser dann über einen Wärmetauscher in das System eingebunden wird.

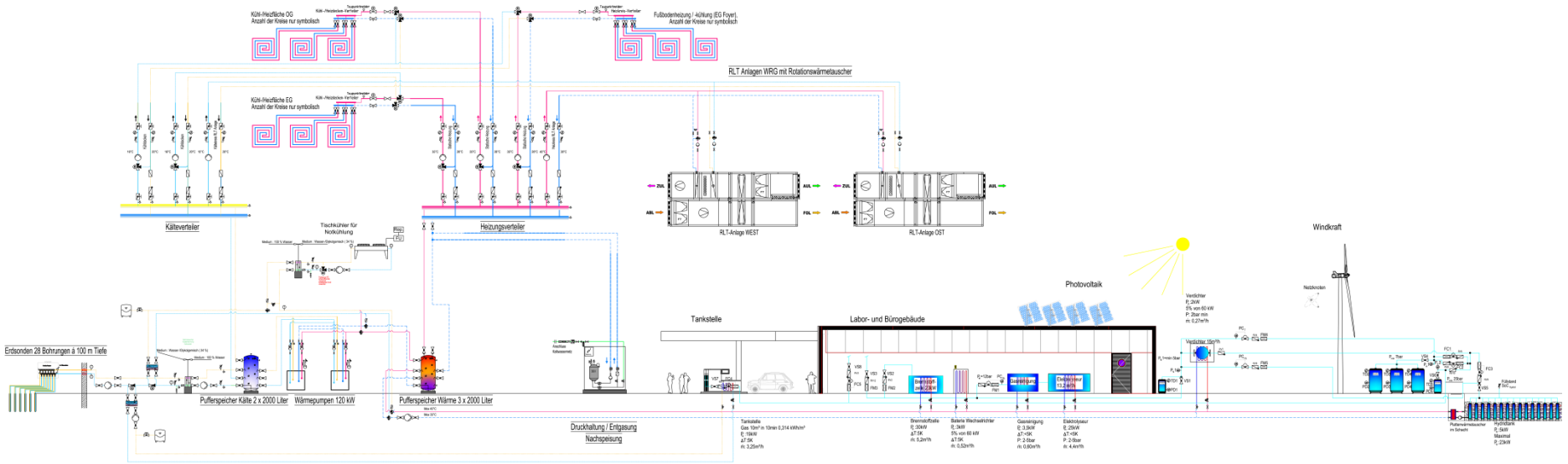


Abbildung 120: Strangschema zur Hydraulik der verschiedenen Systeme im Energiezentrum (Originalgröße und Legende, siehe Anhang)

Wie den Daten der Abbildung 121 zu entnehmen ist, liegt die zulässige Obergrenze bei der Eintrittstemperatur des Kühlmittels bei +35 °C. Durch die Verwendung von Flächenheizungen (Deckenheizelementen und Fußbodenheizung) liegen die Auslegungstemperaturen des Heizungssystems bei maximal +35 °C im Vorlauf und +28 °C im Rücklauf (siehe Kapitel 3.3.1).

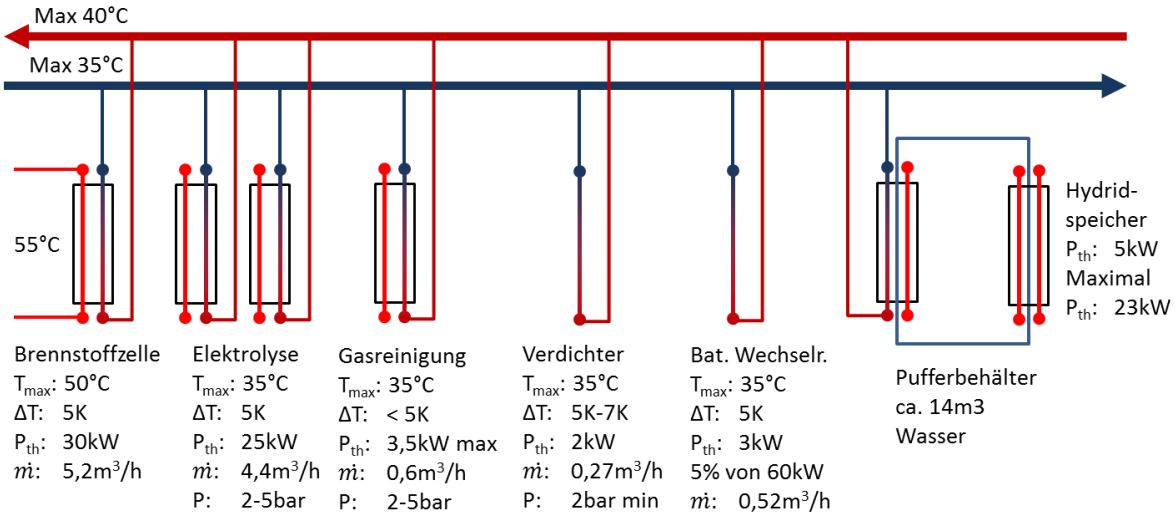


Abbildung 121: Wärmetechnische Kenndaten der einzelnen Komponenten des Energieversorgungssystems auf der Heizungsseite

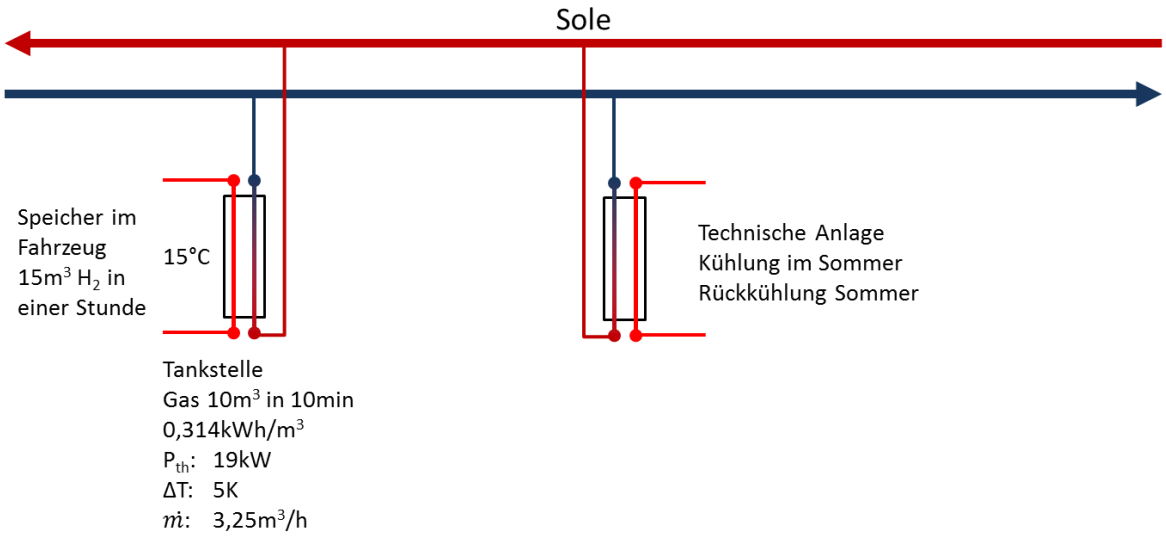


Abbildung 122: Wärmetechnische Kenndaten der einzelnen Komponenten des Energieversorgungssystems auf der Soleseite

Da die Einkopplung des Heizungswassers in das Wärmeverteilsystem über einen Pufferspeicher erfolgt, der bei einer Wärmepumpenanlage dieser Größe immer erforderlich ist, kann auch die notwendige Spreizung von 5°K problemlos sichergestellt werden. Die Be-

triebstemperatur des Speichers liegt dann bei üblichen +40 °C. Das Mindestdruckniveau wird von den Komponentenherstellern mit 2 bar angegeben. Das passt gut zu den Komponenten einer üblichen Heizanlage, die mit einem maximalen Betriebsdruck von 3 bar spezifiziert sind. Damit bei den direkt durchflossenen Komponenten (Verdichter und Wechselrichter) keine Probleme mit Verschmutzungen auftreten, werden entsprechende Filter vorgeschaltet. Bei den über Wärmetauscher getrennten Systemen ist dieser Punkt als unkritisch anzusehen. Bei der Auswahl der Wärmetauscher ist nur die Brennstoffzellen-Station hinsichtlich der Materialwahl kritisch, da hier auf der Brennstoffzellenseite mit demineralisiertem Wasser gearbeitet werden muss. Die hydraulische Einbindung der Abwärme der o.g. Systeme erfolgt jeweils über ein Motorventil, welches von der Regelung der jeweiligen Systeme direkt angesteuert wird, sobald diese den Betrieb aufnehmen. Auf Basis der Betriebsmeldung des jeweiligen Systems wird über eine Freigabe die Pumpe zur Umwälzung des Heizungswassers in Betrieb genommen und passt ihre Drehzahl den Druckverhältnissen im System und damit der Auslastung an. Die Wärme wird, wie bereits erwähnt, in den Pufferspeicher der Heizung gefördert und kann von dort wieder im Gebäude verteilt und somit genutzt werden. Sofern die Temperatur im Pufferspeicher unter einen von der Außentemperatur abhängigen Wert sinkt und ein Heizbedarf im Gebäude vorliegt, wird über die Wärmepumpenanlage der Pufferspeicher geladen. Hier erfüllt der Pufferspeicher zudem den Zweck der hydraulischen Entkopplung zwischen der Wärmeerzeugung und Wärmeverteilung. Sollte der Pufferspeicher voll geladen sein und weitere Abwärme aus den Systemen abgeführt werden müssen, so kann diese Abwärme über eine hydraulische Umschaltung über einen Plattenwärmeübertrager in den Solekreis eingespeist werden und steht somit indirekt als Wärmequelle für die Wärmepumpentechnik zur Verfügung. Ist die Soletemperatur im Erdsondenfeld in einem Bereich, welcher einen weiteren Wärmeeintrag verbietet, wird die überschüssige Wärme über einen Tischkühler abgeführt. Bei letzterer Betriebsart handelt es sich nicht um ein planmäßiges Ereignis, da die Systeme so dimensioniert sind, dass eine zuvor beschriebene Notkühlung nicht eintritt, jedoch ist sie technisch zu berücksichtigen. Die Übertragung von Wärme zwischen den Heizungskreisen, Kältekreisen und dem Solekreis erfolgt jeweils über Plattenwärmeübertrager. Hierdurch wird eine hydraulische Trennung dieser Systeme erzielt. Dies ist notwendig um das System regelungstechnische sauber abzugrenzen, da die jeweiligen Systeme teilweise mit unterschiedlichen Flüssigkeiten gefüllt sind (Wasser oder Wasser-Glykol-Gemische).

Die Wärmeverteilung erfolgt für die Heizdecken und Fußbodenheizung über eine Dreiwege-Beimisch-Schaltung mit Mischventil. Die Temperatur des Heizkreises wird abhängig von der Außentemperatur geregelt. Über die Einzelraumregelung wird in der zentralen Regelungstechnik erfasst, ob ein Heizbedarf im Gebäude vorhanden ist. Somit handelt es sich um eine bedarfsabhängige Regelung der Heizungstechnik. Die Auslegungstemperaturen befinden sich auf einem möglichst niedrigen Niveau und erlauben so die optimale Einbindung der Abwärme aus den o.g. Systemen der Wasserstofftechnik. Die Heizregister der Teilklimaanlagen werden ebenfalls aus der Heizungsverteilung mit Wärme versorgt. Die Regelung des Bedarfs erfolgt direkt am Register über eine Dreiwege-Beimisch-Schaltung mit konstantem Massenstrom über das Heizregister und Anpassung der Temperatur abhängig von der geforderten Leistung in der jeweiligen RLT-Anlage.

Bei Bedarf erfolgt über die Systeme der Flächentemperierung auch die Abführung von Wärme aus dem Räumen und somit eine Kühlung der Räume. Die Kühlung erfolgt, wie bereits zuvor beschrieben, passiv über die Erdsondenanlage. Eine aktive Kühlung ist möglich und im Schaltschema dargestellt, wird jedoch nicht berücksichtigt. Die Versorgung mit Kaltwasser erfolgt über den Kälteverteiler, ebenfalls über Dreiwege-Beimisch-Schaltung. Hier wird die Vorlauftemperatur abhängig von der Taupunkttemperatur vorgeregelt, um eine Kondensation an den Kühldecken oder der Fußbodenkühlung zu vermeiden. Die Umschaltung zwischen Heizen und Kühlen erfolgt je Zone abhängig von der anliegen IST-Temperatur und der am Raumregler eingestellten SOLL-Temperatur und somit ebenfalls bedarfsabhängig. Eine entsprechende Hysterese wird regelungstechnisch berücksichtigt, um ein schnelles Umschalten der Systeme zu vermeiden. Die Kühlregister der Teilklimaanlagen werden ebenfalls über den Kälteverteiler versorgt. Abhängig von der Soletemperatur im Erdsondenfeld kann über das Kühlregister ebenfalls entfeuchtet werden.

Damit ist klar, dass die eingangs genannten Bedingungen in vollem Umfang erfüllt sind und die angestrebte KWK-Nutzung soweit technisch möglich gewährleistet ist.

Bei der Entwicklung des Projektes waren im Umfang des Arbeitspaketes 11 noch zwei weitere Punkte aufgeführt. Zum einen die Einkopplung der Prozesswärme des Energiezentrums in ein Nahwärmenetz und zum anderen die Stromerzeugung auf einem Niveau von +50 °C. Der erste Punkt bezog sich auf den Standort Werl, wo ein entsprechendes Nahwärmenetz verlegt ist. Da am Standort Soest kein Nahwärmenetz vorhanden ist, entfällt dieser Punkt. Der zweite Punkt wurde nach einem Kontakt mit der Firma energy4people in den Projektentwurf aufgenommen So wie die Darstellung von energy4people zum damaligen Zeitpunkt aufzufassen war, hat die Firma eine Maschine entwickelt, die auf einem thermodynamischen Kreisprozess basiert und es erlaubt, elektrische Energie auf einem Niveau von +50 °C zu erzeugen. Wie sich in weiteren Gesprächen jedoch herausstellte, ist der Prozess doch auf Temperaturen im Bereich von +250 °C angewiesen. Im Gegensatz zu üblichen Maschinen, wie z.B. Stirling-Motore, funktioniert der neu entwickelte Prozess auch dann, wenn das obere Temperaturniveau im entsprechenden Arbeitstakt bis in den Bereich der Raumtemperatur abgekühlt wird. Damit können dann auch Wärmequellen zur nachfolgend notwendigen Aufheizung beitragen, die im Bereich von +50 °C liegen. Diese Wärmequellen dienen damit vereinfacht gesagt zur Vorwärmung, bevor dann die Erhitzung auf die Arbeitstemperatur erfolgt. Da bis auf die Brennstoffzellen, die bei einer Systemtemperatur von +55 °C arbeiten, die gesamte Versorgungsanlage des Energiezentrums auf ein maximales Niveau von +40 °C ausgelegt ist, müsste für die Integration des Antriebs der Firma eigens eine Feuerungsanlage gebaut werden. Das widerspricht zum einen dem Grundgedanken des Zentrums und wäre zum anderen auch unter energetischen Gesichtspunkten nicht sinnvoll. Aus diesen Gründen wurde der Ansatz im Realisierungskonzept nicht weiter verfolgt.

12 Kraftwerksystem

mdp: Festlegung der Grundfunktion und des Kundenbezugs
TWS: Entwicklung von Grundbausteinen, Komponentenliste
FH SWF: Entwicklung Kraftwerkskonzept, Definitionen, Beschreibung und Aufbau der Grundbausteine und Abgleich mit der Simulation

Wesentliches Ziel des Kraftwerksystems ist es, Daten und Erfahrungen zu sammeln, die es erlauben, Versorgungs- und Managementsysteme zur Eigenversorgung ganz verschiedener Größenordnungen von interessierten Kunden im In- und Ausland entwickeln, implementieren und optimieren zu können. Dabei sollen explizit auch Erzeuger, wie z.B. Biogasanlagen und Lastgruppen, wie beispielsweise produzierendes Gewerbe, einbezogen werden, die im System des Energiezentrums nicht vertreten sind.

Relevante Kundengruppen können hier zum Beispiel einzelne Liegenschaften, Dörfer oder Wohngebiete sein, welche eine energetisch autarke Versorgung durch regenerative Energie untersuchen und erproben wollen. Ebenso denkbar ist die Analyse von Industriebetrieben, wie zum Beispiel der Paderborner Brauerei, welche bereits Windkraftanalgen in ihre Energieversorgung integriert hat. Besonders eignet sich ein Industriebetrieb immer dann, wenn auf Grund der spezifischen Prozesseigenschaften Optimierungspotentiale vorhanden sind, die auch genutzt werden sollen oder müssen. Als Beispiel können hier reversible energieintensive Prozesse, wie zum Beispiel das Ziehen von Rohren bei der Firma Benteler durch Gleichstromantriebe, genannt werden. Hilfreich kann hier eine enge Kopplung mit dem Energiemanagement nach IS0 50001 sein. Darüber hinaus sind auch öffentliche Einrichtungen mit besonderem Energiebedarf, wie zum Beispiel Thermen und Schwimmbäder, zu nennen. Neben der Optimierung einzelner Betriebe oder Liegenschaften soll mit dem zu entwickelnden Kraftwerksystem auch die energetische Autarkie spezieller Bilanzkreise untersucht werden. Dazu wird es nötig sein, auch Daten von Ortsnetz-Trafostationen zu erheben, um so spezifische Leistungsprofile von Wohn-, Mischgewerbe- und Gewerbegebieten zu generieren.

Um möglichst unterschiedliche Konfigurationen von Hybridenergiesystemen betrachten zu können, wird es erforderlich sein, diverse Energieerzeuger und Speichertechnologien modelltechnisch abbilden zu können. Als besonders interessante Erzeugergruppen sind auf Grund ihrer starken Verbreitung und Grundlastfähigkeit Biogas-Anlagen, sowie BHKWs zu betrachten. Hier sind insbesondere mögliche Betriebsstrategien, sowie die Auswirkungen auf ein algorithmisches Management, siehe Kapitel 2.2 bis 2.6, relevant.

Tabelle 26: Auswahl relevanter Kraftwerkskomponenten für ein Kraftwerkssystem

Typ	Hauptgruppe	Untergruppe
Verträge	Zeitabhängig	Feste Zeitverträge
		Situationsabhängig
	Leistungskosten	-
	Sonderverträge	Abschaltbare Lasten
Verbraucher / Lasten	Wohnhäuser	Neubaugebiet
		Gewachsene Wohngebiete
	Handel und Gewerbe	Innenstadt
		Einkaufszentren / Outlet Center
	Produzierendes Gewerbe	Handwerk und Kleinbetriebe
		Gewerbemischgebiet
		Mittelstand und leichte Industrie
	Einzelunternehmen	Brauerei
		Metallverarbeitung
		Schwimmbad
	Liegenschaften	Hochschulen
		Schulzentren
		Krankenhäuser
Erzeuger	Wind	Kleinwindanlage (horizontal & vertikal)
		WKA (Binnenland & Offshore)
	Solaranlage	Dachanlage
		Fassadenanlage
		Nachgeführte Systeme
		Solarthermie
	Kraft-Wärmekopplung	Motor-BHKW
		Brennstoffzellen-BHKW
	Wasserkraft	Laufwasserkraftwerke
		Pumpspeicherkraftwerke
	Biogasanlagen	Batch
		kontinuierlich
Speicher	Batterie	Bleigel
		Lithium-Ionen und Post-LiIon
	Gasspeicher	Wasserstoff
		Druckluft / CEAS
		Power to Gas / Erdgas
	Redox-Flow	Vanadium

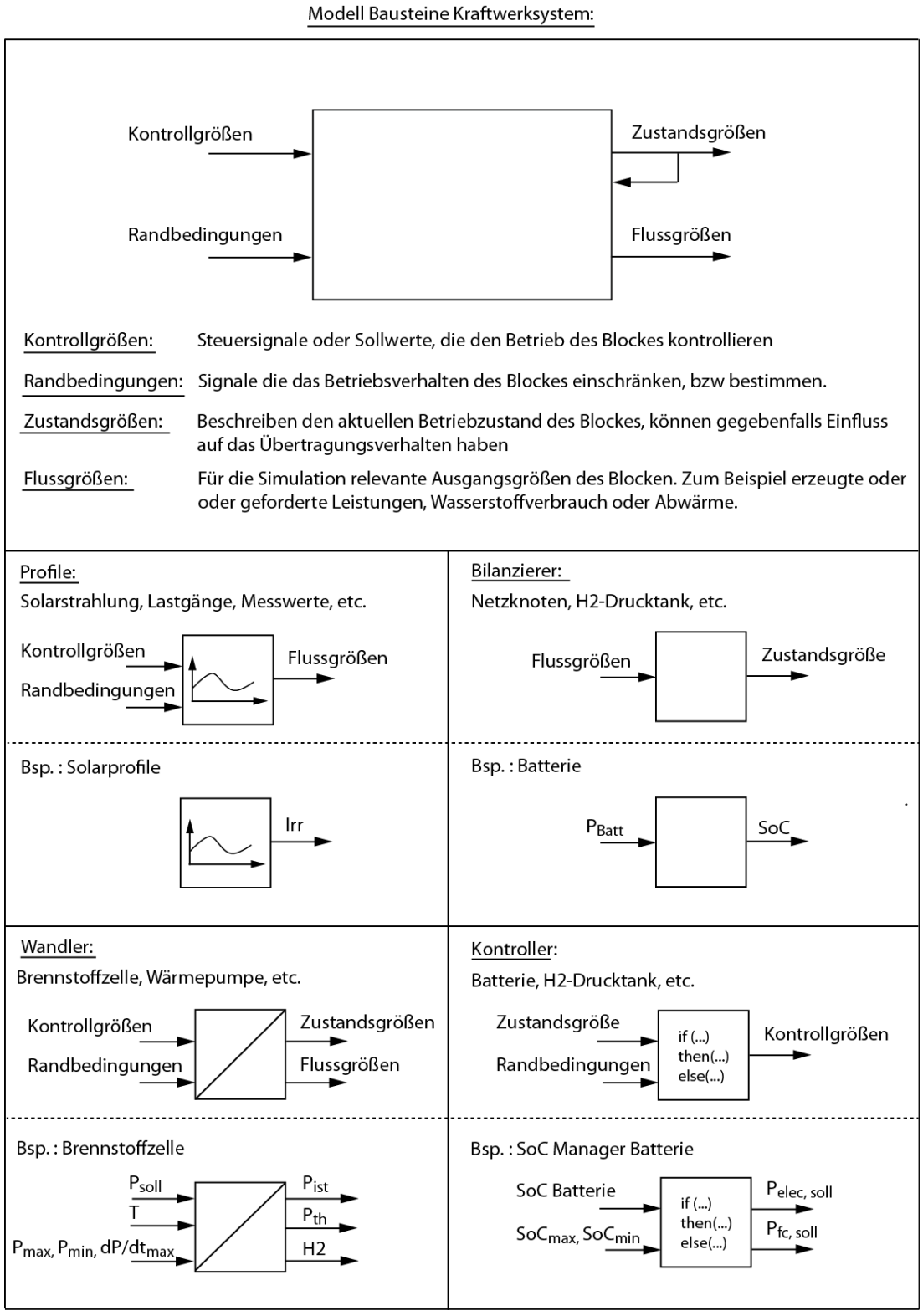


Abbildung 123: Grundelemente als Bausteine eines nahezu beliebigen Kraftwerksystems

In einem ersten Entwicklungsschritt wurde die in Tabelle 26 zusammengefasste Liste von möglichen Komponenten erstellt, die sich am breiten Spektrum der möglichen Erzeuger und Verbraucher orientiert. Je nach Detailgrad lässt sich diese Listendarstellung deutlich erweitern. Jeder neue Komponententyp stellt z.B. ein neues Element dar, das auch neu implementiert und beschrieben werden muss. Bei der Diskussion um die benötigten Eigenschaften der einzelnen Elemente ist dann aufgefallen, dass es hier sehr viele Übereinstimmungen gibt und Elemente z.B. als Wandler ganz unterschiedlicher Größen beschrieben werden können. So wandeln zum Beispiel Verträge elektrische Energie in Euro um und umgekehrt. Damit entspricht ihre Funktionalität im Prinzip einer Solaranlage, die allerdings Sonnenlicht in elektrische Energie wandelt. Das Konto, auf dem sich das Geld sammelt oder aus dem es entnommen wird, ist von der Funktion her vergleichbar mit einem (Batterie)Speicher oder Bilanzierer. Wird diese Idee weiterentwickelt, ergibt sich ein hoher Abstraktionsgrad und es reichen sehr wenige Grundelemente aus, aus denen sich ein nahezu beliebiges Kraftwerksystem bilden lässt. Abbildung 123 beschreibt die prinzipielle Funktion sowie die wenigen Grundelemente mit entsprechenden Beispielen. Wie dann ein Kraftwerksystem aus diesen Bausteinen gebildet werden kann, veranschaulicht Abbildung 124 am Beispiel eines einfachen Solar-Home-Systems. Vorteilhaft an dem hohen Grad der Abstraktion ist auch, dass sich zunächst virtuelle Komponenten, wie zum Beispiel große Wasserstoffspeicher, einfach einbringen lassen. Im Prinzip reicht hier eine Übertragung der bereits im Berechnungswerkzeug (siehe Kapitel 2.2) entwickelten Komponenten. Soweit sich das momentan ohne konkrete Implementierung abschätzen lässt, sind hierzu nur wenige Anpassungsschritte erforderlich.

Beispiel: Solar Home System

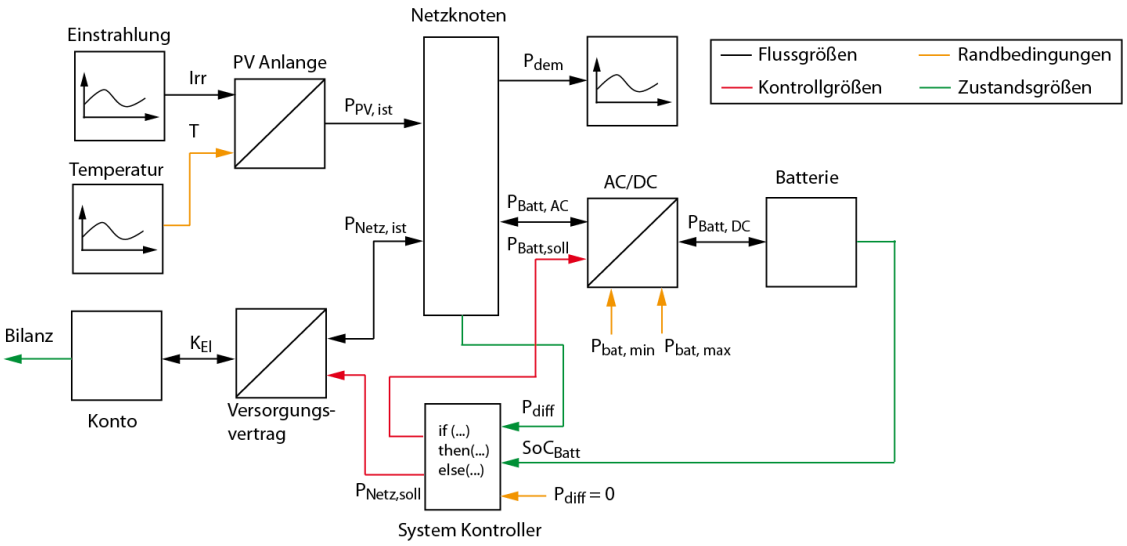


Abbildung 124: Solar-Home-System als einfaches Beispiel für ein aus den Grundbausteinen zusammengesetztes Kraftwerksystem

In der Praxis liegt die Herausforderung in einer entsprechenden Implementierung der Grundbausteine, die zum einen flexibel, zum andern aber noch so übersichtlich sein muss, dass eine Anpassung nicht einer Neuentwicklung eines Bausteines gleichkommt. Ein weiterer Punkt ist die Kenntnis von Profilen und Transferfunktionen, die sich wahrscheinlich nur über

einen geeigneten Fundus an gemessenen Daten in ausreichender Qualität und Auflösung sichern lässt. Welche Art von Messstellen in erster Linie interessant ist, hängt primär von der Interessanlage des entsprechenden Partners bzw. Anwenders, der ein Kraftwerkssystem erstellen will, ab.

Analog zu Kapitel 8.2 müssen für die Umsetzung des Eingangs beschriebenen Kraftwerksystems externe Messdaten an die Softwarewerkzeuge übergeben werden. Dazu ist auch hier eine Einteilung in eine dreigliedrige hierarchische Struktur in Feldebene, Automatisierungsebene und Managementebene vorgesehen. Im Gegensatz zu den komplexen Automatisierungsprozessen des Energiezentrums besteht die Hauptfunktionalität der Automatisierungsebene des Kraftwerkssystems in der Umsetzung des Datentransfers. Auf Feldebene wird die Datenaufnahme realisiert, die Managementebene besteht aus der Softwareimplementierung des oben beschriebenen Kraftwerksystems. Bei der Einbindung der benötigten Daten gibt es zwei unterschiedliche Anforderungsprofile, die abhängig vom Ziel des Kraftwerksystems sind. Ist das Ziel, mögliche Energiesysteme zu analysieren und die Auswirkungen und Chancen neuer Komponenten zu evaluieren, müssen Daten nicht in Echtzeit mit kurzen Laufzeiten übertragen werden (Anforderungsprofile a). Hier ist nur wichtig, dass die Daten konsistent und vollständig übermittelt werden. Sobald jedoch ein System in Betrieb getestet werden soll, um die Machbarkeit und Integrationsfähigkeit bestimmter Komponenten nachzuweisen, ist eine Echtzeitdatenübertragung mit möglichst kurzer Zyklus-, bzw. Laufzeit erforderlich (Anforderungsprofile b). Für beide Anforderungsprofile konnten technische Lösungen erarbeitet werden.

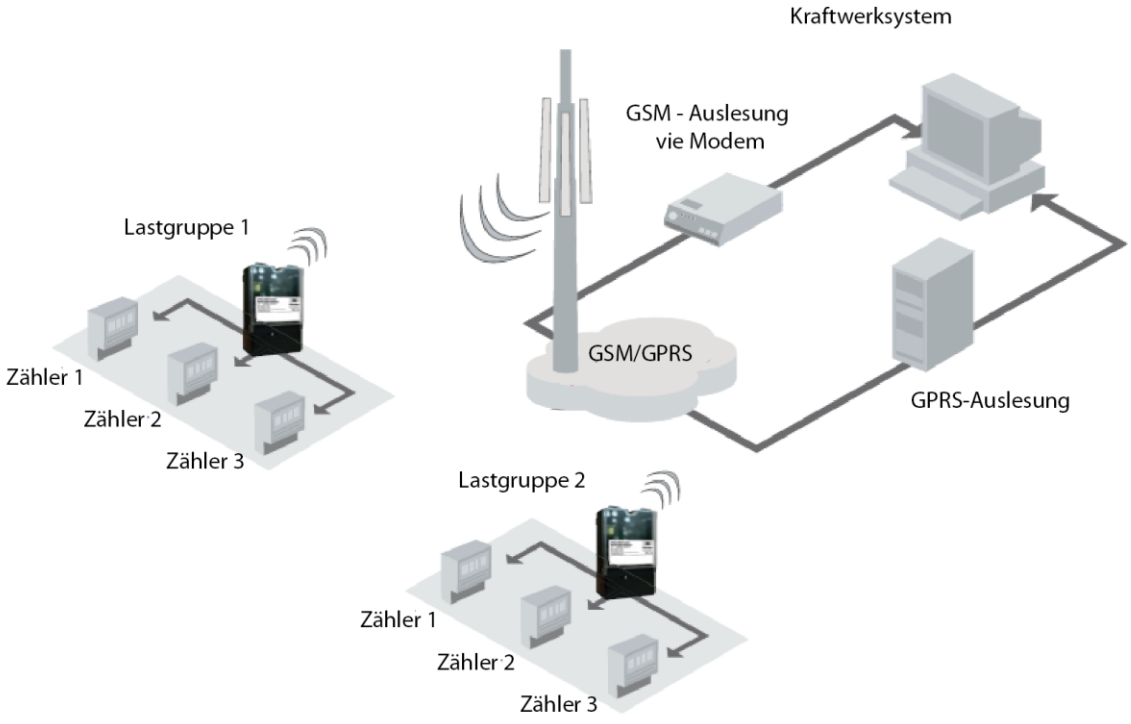


Abbildung 125: Netzwerkarchitektur Lastgruppen Kraftwerksystem

Die Anbindung der externen Messstellen für Anforderungsprofile a) an die Automatisierungsstruktur des Kraftwerksystems kann analog zur externen Windkraftanlage des Energiezentrums drahtlos mit dem GPRS-Dienst über das GSM-Mobilfunknetz erfolgen. GPRS hat den Vorteil, dass nicht die Verbindungsdauer, sondern die übertragene Datenmenge ausschlaggebend für die Abrechnung ist. Abhängig von der spezifischen Messstelle ist es daher ein weiteres Ziel, die Daten schon vor Ort zu konzentrieren. Die an den Messstellen vorgesehenen Embedded PC können dies lokal realisieren. Auch hier kann der bereits in Abschnitt 8.2, Abbildung 110 vorgestellte MoRoS-Industrierouter basierend auf der GPRS-Technologie genutzt werden. Durch einen VPN-Tunnel, welcher auf einem Industrie-PC (Managementebene) eingerichtet ist, besteht die Möglichkeit, direkt über das Internet auf den Industrierouter und somit auf die externen Daten zuzugreifen. Bei Nutzung dieser Technologie müssen auch hier monatlich anfallende Mobilfunkproviderkosten berücksichtigt werden. Eine Alternative stellt das ZDUE-GSM-PLUS-V Zählermodem von Dr. Neuhaus Telekommunikation GmbH sowie das Modem DM 440 von Elster dar. Beide ermöglichen die standortunabhängige Datenfernauslesung von Energie-, Wasser- oder Gaszählern über das GSM-/GPRS-Netz. Eine mögliche Netzwerkarchitektur für zwei Industriemessstellen / Lastgruppen ist in Abbildung 125 dargestellt.

Zur Anbindung externer Messstellen für Anforderungsprofile b) könnte ein Wireless Gateway (E105UG von Schmitt Elektronik [16]) genutzt werden. Dieses erlaubt bei geringem Konfigurationsaufwand den direkten Anschluss der gängigen Bus-Systeme wie Profibus, Ethernet IP, Modbus RTU/TCP. Diese werden mittels Richtfunkantenne über eine Funkstrecke bis zu 50 km übertragen. Am Übernahmepunkt ist ein weiterer Gateway nötig, welcher das Funksignal wieder in das ursprüngliche Bus-Signal wandelt. Da dieses System eine Direktverbindung darstellt und das Bus-Signal direkt überträgt, sind mittels dieser Technologie trotz Funkverbindung kleine Latenzen realisierbar, was eine Echtzeitanbindung ermöglicht. Die Systeme arbeiten im 869 MHz Band, welches lizenzpflichtig ist. Daher wird ein jährlicher Beitrag fällig. Die Nutzung der Frequenzen wird normalerweise nur in sogenannten Zeitschlitzen vergeben, d.h. es werden pro Minute 10 Zeitschlitze mit jeweils 6 Sekunden definiert, in denen eine Kanalbelegung zur Kommunikation erlaubt ist. Diese werden dann einzeln an Nutzer vergeben. Somit kann die Bundesnetzagentur eine bestimmte Frequenz durch verschiedene Zeitschlitze mehrmals vergeben. Diese Zeitschlitzfunktion ist mit den derzeit erhältlichen Geräten leider nicht möglich und die Bundesnetzagentur vergibt komplette Frequenzen im Allgemeinen nur für größere Anlagen mit vielen Funkstationen. Für gemeinnützige Zwecke werden, wenn es die Geografie erlaubt, zum Teil auch unentgeltlich Frequenzen vergeben. Aufgrund der genannten Nachteile wird hier daher auch für Anforderungsprofile b) eine Datenübertragung per Mobilfunknetz favorisiert, sofern die Messstellen nicht über eine entsprechende kabelgebundene Anbindung verfügen.

Wie ein solches Kraftwerksystem aufzubauen ist, hängt nach den bisher gemachten Aussagen sehr stark vom konkreten Anwendungsfall ab. Aus wissenschaftlich technischer Sicht sollte ein Forschungssystem natürlich möglichst breit aufgestellt werden. Damit stehen dann vielfältige und unterschiedliche Leistungsprofile zusammen mit der entsprechenden Erfahrung zur Verfügung, um ein konkrete Aufgabenstellung schnell und ohne großen Aufwand in Angriff nehmen zu können. Ziel ist es, das Forschungs-Kraftwerksystem so aufzustellen,

dass reale Anforderungen immer als Teilmenge des Ganzen darstellbar sind. Wie bereits an der sicher nicht vollständigen Tabelle 26 abzulesen ist, gibt es aber eine große Vielfalt an wesentlichen Elementen, so dass dieser Anspruch nur schwer erfüllbar sein wird.

Über die technischen Komponenten des Südwestfälischen Energiezentrums selbst fließen die folgenden Elemente bzw. Profile in das Kraftwerksystem ein:

- Windkraftanlagen verschiedener Typen und Größenordnungen
- Solaranlagen feststehend, verschiedener Bauart und Orientierung
- Speicherung von Energie über Batterien
- Speicherung von Energie über die Wasserstofferzeugung und -speicherung
- Rückverstromung von Wasserstoff (Brennstoffzellen BHKW)
- Elektrische Last Bürogebäude (mit ca. 3.000 m^2)

Auf der Erzeugerseite wären demnach für ein Kraftwerksystem noch folgende Anlagen interessant:

- Solaranlage nachgeführt
- Biogasanlage
- Motor-BHKW
- Ggf. kleine Wasserkraftanlage

Auf der Verbraucherseite ist die Situation durch eine noch höhere Vielfalt der Elemente geprägt. Auf der Basis der vorliegenden Erfahrungen sollten hier aber mindestens die Gruppen:

- Gewachsenes reines Wohngebiet
- Vor allem durch Handel geprägtes Gebiet (z.B. Innenstadtlage)
- Gewerbemischgebiet
- Industriegebiet
- Ggf. einzelne Unternehmen mit besonderer Ausprägung

Berücksichtigung finden. Gerade bei den einzelnen Unternehmen ist dabei aber auf die Größe und Art des Verbrauchs zu achten. Beides muss sich in das Gesamtsystem einordnen lassen. Es macht zum Beispiel wenig Sinn, ein energieintensives Unternehmen, dessen Energiebedarf unter Umständen höher liegt als der der benachbarten Stadt, als Ganzes zu integrieren. In solchen Fällen ist es eher angebracht, das Unternehmen in sinnvolle Einheiten zu unterteilen und ein eigenes Kraftwerksystem zu erstellen.

Fast allen in der vorstehenden Liste genannten Erzeugern und Verbrauchern ist gemeinsam, dass sie über eine Mittelspannungsstation an das öffentliche Netz angeschlossen sind. Ausnahmen stellen lediglich die kleinen Solar- und Windkraftanlagen dar. Aus diesem Grund sollte im Projekt eigentlich ein einheitliches Modul zur Anbindung der Anlagen an das Kraftwerksystem entwickelt werden. Abbildung 126 zeigt einen ersten Planentwurf zur Messung auf der Mittelspannungsseite.

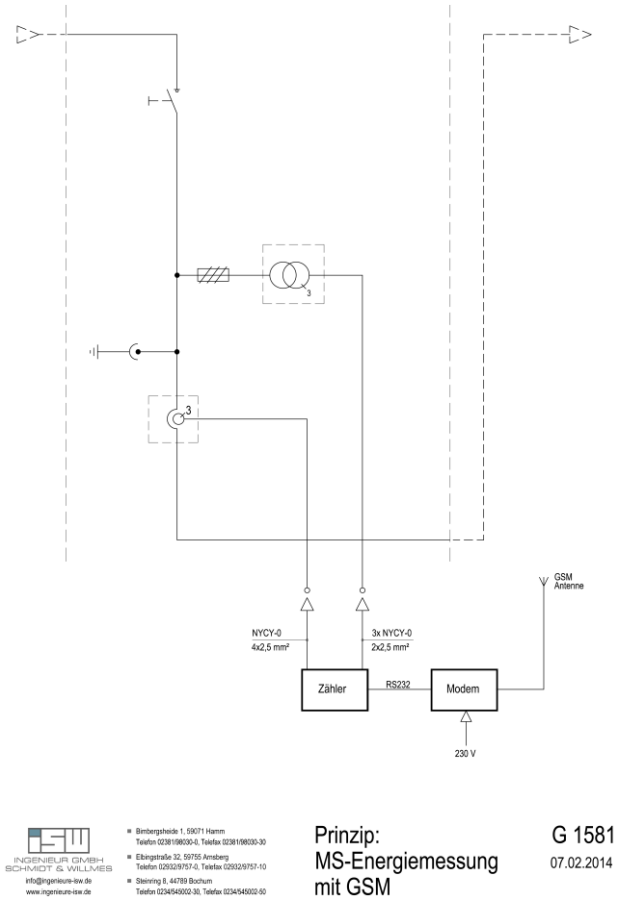


Abbildung 126: Mögliche Basis für ein Anbindungsmodul des Kraftwerksystems

Wie die Recherchen allerdings ergeben haben, gibt es so viele marktgängige Konzepte und Bauausführungen für diese Stationen, dass ein einheitliches Anbindungsmodul nicht zu definieren ist. Die Anbindung muss unabhängig von Typ der Messstelle jeweils individuell an die örtlichen Gegebenheiten angepasst werden. Vor diesem Hintergrund wurden verschiedene Szenarien betrachtet und jeweils das dazu passende Vorgehen skizziert. Für diese Situation wurde dann auch eine Kostenschätzung vorgenommen. Zu unterscheiden ist dabei jeweils, ob eine Messung auf der Mittelspannungs- oder der Niederspannungsseite erfolgen soll. Die entsprechenden Ergebnisse sind in Tabelle 27 und Tabelle 28 zusammengefasst.

Als Leistungsmessgerät muss dabei nicht unbedingt ein Zähler im klassischen Sinn eingesetzt werden. Es gibt mittlerweile Bausteine zur Netzkontrolle, die auch die Funktionen eines Zählers erfüllen und über verschiedene Schnittstellen verfügen, die es erlauben, vor Ort noch weitere Zähler oder einzelne Sensoren, z.B. zur Temperaturmessung, aufzunehmen. Abbildung 127 zeigt ein Beispiel. Zur Erfassung der Daten in der Zentrale wird zweckmäßigerweise ein PC mit entsprechender Software eingesetzt. Für das Zählerauslesesystem ist mit Lizenzkosten von ca. 1.500 € und Implementierungskosten von ca. 150 € pro Messpunkt zu rechnen.

Tabelle 27: Mögliche Varianten bei einer Messung auf der Mittelspannungsseite

Messwandler und Zähler vorhanden	Fernauslesung vorhanden	Maßnahmen	geschätzte Kosten [€]
X	X	Klärung des Datenzugangs mit dem EVU / VNB Eventuell zusätzliche Übertragungseinrichtung notwendig Bei Einzelabnehmern Nutzung der Daten klären	1.000
X		Leistungsmessgerät und Übertragungseinrichtung installieren Klärung des Zugangs mit dem EVU / VNB Bei Einzelabnehmern Nutzung der Daten klären	1.800
		Nachrüsten von Strom- und Spannungswandlern in der MS-Anlage* Leistungsmessgerät und Übertragungseinrichtung installieren Klärung des Zugangs mit dem EVU / VNB Bei Einzelabnehmern Nutzung der Daten klären *Nachrüstung aus Platzgründen nur Bedingt möglich und nur über Fachfirma, die auf MS-Anlagen spezialisiert ist	8.000

Tabelle 28: Mögliche Varianten bei einer Messung auf der Niederspannungsseite

Messwandler vorhanden	Zähler vorhanden	Fernauslesung vorhanden	Maßnahmen	geschätzte Kosten [€]
X	X	X	Klärung des Datenzugangs mit dem EVU / VNB Eventuell zusätzliche Übertragungseinrichtung notwendig Bei Einzelabnehmern Nutzung der Daten klären	1.000
X			Leistungsmessgerät und Übertragungseinrichtung installieren Klärung des Zugangs mit dem EVU / VNB Bei Einzelabnehmern Nutzung der Daten klären	1.800
			Nachrüsten von Stromwandler und Spannungsabgang Zählerschrank mit Leistungsmessgerät und Übertragungseinrichtung installieren Klärung des Zugangs mit dem EVU / VNB Bei Einzelabnehmern Nutzung der Daten klären	2.000 bis 3.500

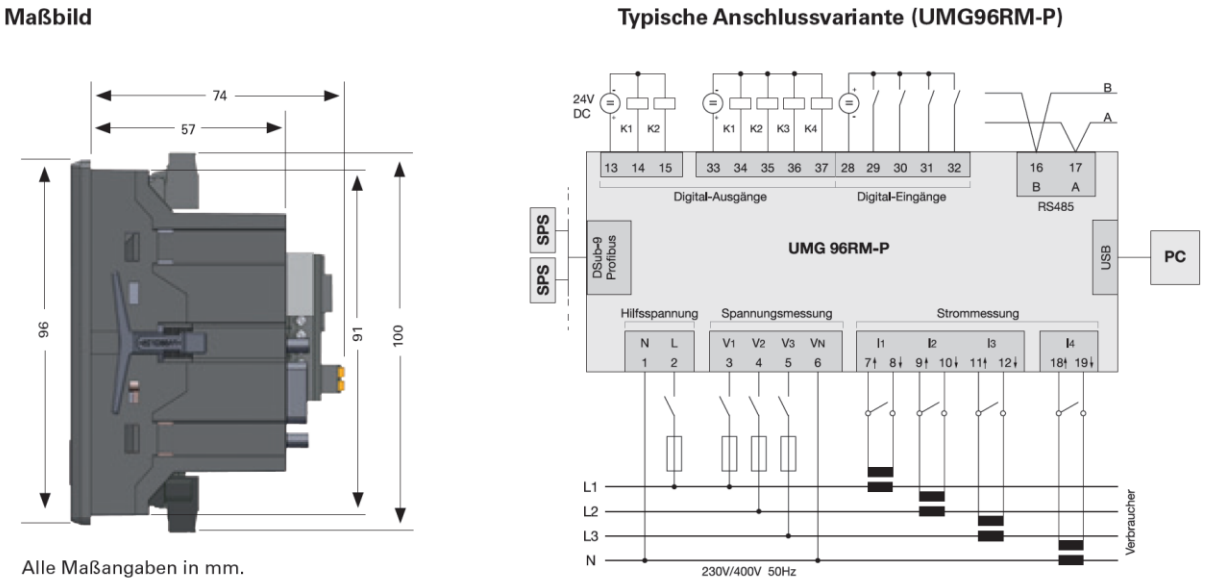


Abbildung 127: Multifunktionaler Netzanalysator mit Anschlussmöglichkeiten (Beispiel UMG 96RM der Firma Janitza)

Damit sind für die Implementierung eines Kraftwerksystems ein Rechner mit entsprechenden Lizenzen der Programme Matlab/Simulink, ein Rechner mit den Programmen zur Datenerfassung sowie die nach den vorstehenden Tabellen um- bzw. ausgerüsteten Mittelspannungsstationen erforderlich. An laufenden Kosten ist mit ca. 10 € im Monat pro Messstelle für die Anbindung über das Mobilfunknetz zu rechnen. Der Aufbau der Komponenten nach Abbildung 123 sowie die Verschaltung zum System analog zur Abbildung 124 müssten im Rahmen eines F&E-Projektes in Angriff genommen werden.

13 Sicherheitsaspekte, gesetzliche Vorgaben

Bei der Realisierung des Südwestfälischen Energiezentrums werden sowohl kommerziell erhältliche Komponenten z.B. zur Wasserstofferzeugung (Elektrolyseur), Wasserstoffspeicherung (Druckgasspeicher, Verdichter), Stromerzeugung (Photovoltaik, Brennstoffzellen, Kleinwindanlage) und Stromspeicherung (Batteriesystem) als auch Komponenten aus eigener Entwicklung zu einem neuen System zusammengefasst und anschließend im beschriebenen Sinne betrieben. Sofern diese Zusammenstellung nicht durch einen Generalauftragnehmer erfolgt, ist damit das Energiezentrum sowohl als Hersteller als auch als Betreiber zu sehen. In der Funktion als Betreiber ist eine Gefährdungsbeurteilung zu erstellen, die vor allem den Schutz der Mitarbeiter adressiert. Als Hersteller ist für die neue Anlage eine EU-Konformitätserklärung zu erstellen. Grundlagen hierzu sind eine Gefahrenanalyse inklusive Risikobeurteilung und im vorliegenden Fall die Erstellung eines Explosionsschutzdokuments.

Da eine Gefährdungsbeurteilung sehr genaue Kenntnisse der örtlichen Gegebenheiten und der Arbeitsabläufe voraussetzt, ist die Erstellung zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht möglich. Mit den entsprechenden Schritten sollte begonnen werden, sobald die Feinplanung der Anlageenteile abgeschlossen und damit die konkrete Anordnung der Bedienelemente bekannt ist.

Im Folgenden wird daher nach einer Klärung der Begrifflichkeiten und einer kurzen Inhaltsbeschreibung des Explosionsschutzdokuments vor allem auf das Vorgehen bei der Gefahrenanalyse und die Verwendung vorliegender Hilfsmittel eingegangen. Diese Methoden und Unterlagen wurden genutzt, um für das vorliegende Anlagenkonzept eine Gefahrenanalyse zu erstellen. Diese ist dem Bericht als Anhang beigefügt. Sie umfasst das System des Energiezentrums und belegt unter anderem, dass das Konzept so wie beschrieben umsetzbar ist. Sobald die konkreten Produkte bekannt sind, die bei der Realisierung zum Einsatz kommen, kann das Dokument mit der Unterstützung einer Sicherheitsfachkraft z.B. bei der neutralen Beurteilung von Risikohöhe und –wahrscheinlichkeit vervollständigt werden.

Wegen der Fülle an Normen und Vorschriften, werden diese nicht in Zitatform geführt, sondern abschließen in Kapitel 13.5 in tabellarischer Form angegeben.

13.1 Begrifflichkeiten

Die **Gefährdungsbeurteilung** wird in verschiedenen Verordnungen und EG-Richtlinien zum betrieblichen Arbeitsschutz gefordert. Gefährdungsbeurteilungen sind aktuell nach Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV), Arbeitsschutzgesetz (ArbSchG) und Gefahrstoffverordnung (GefStoffV) erforderlich. Bei der Erstellung der Gefährdungsbeurteilung werden alle Gefährdungen ermittelt, die in einem Arbeitsbereich auftreten können, mit dem Ziel, eine gefahrlose Bereitstellung und Benutzung der Arbeitsmittel sicherzustellen. Aus der Gefährdungsbeurteilung werden anschließend die zu treffenden Schutzmaßnahmen abgeleitet, z.B.: die Zoneneinteilung von explosionsgefährdeten Bereichen, die Ermittlung von Prüffristen für Arbeitsmittel oder die Erstellung von Betriebsanweisungen für Beschäftigte, die mit Gefahrstoffen umgehen.

In einer **Gefahrenanalyse/Riskiobeurteilung** werden alle Gefahren, die von einem Gerät/Maschine ausgehen können und die Lösungen, mit denen diese möglichen Gefahren beseitigt werden sollen, beschrieben. Viele Gefahren werden dabei durch die Einhaltung bestehender Regelwerke (z.B. DIN EN 378 Ausgabe 2008) bereits berücksichtigt, da diese die Gefahren übergreifend behandeln. Gefahren, die nicht beseitigt werden können, sind als Restgefahren in der Analyse/Beurteilung ausgewiesen und damit in die Betriebsanleitung aufzunehmen. In der Betriebsanleitung sind die bestimmungsgemäße Verwendung, Schutzmaßnahmen, die zur Verhütung von der Maschine ausgehender Gefahren führen, und der Hinweis auf Restrisiken anzugeben.

Wie erwähnt ist die Gefahrenanalyse ein Bestandteil der Konformitätsbewertung im Entwurfsprozess. Mit dem Inverkehrbringen einer Maschine/Gerät ist die Gefahrenanalyse also in der Regel abgeschlossen. Die Gefahrenanalyse gehört damit zur internen Dokumentation eines Herstellers und verbleibt bei diesem. Im konkreten Fall – es werden bestehende Maschinen/Geräte zu einem neuen Gerät zusammengestellt – sind diese Unterlagen aber Basis für das für die neue Anlage zu erstellende Dokument. Es ist also bei der Ausschreibung oder Bestellung darauf zu achten, dass die Gefahrenanalyse des einzelnen Geräteherstellers zum Lieferumfang gehört.

13.2 Explosionsschutzdokument

Die Bewertung der Explosionsgefahr muss gem. der Richtlinie 94/9/EG durch den Hersteller auf Basis einer Risikoanalyse erfolgen. Der Hersteller kann jedoch die Konformität durch eine Baumusterprüfung eines repräsentativen Musters durch eine benannte Stelle nachweisen lassen. Bei diesem für elektrische Geräte „zwingenden“ Verfahren wird in der Kategorie 2 (Gerätegruppe II) eine Baumusterprüfung mit Prüfbericht und Prüfbescheinigung nach ATEX B ausgestellt. Der Hersteller verpflichtet sich dann, das Produkt exakt nach den hinterlegten Unterlagen zu fertigen. Alternativ kann der Hersteller auch durch eine interne Fertigungskontrolle nach Anhang VIII der Richtlinie die Einhaltung der Richtlinie sicherstellen. Aber auch hier muss der Hersteller (ab Kat. 2) die Unterlagen bei einer benannten Stelle hinterlegen.

Gemäß der Richtlinie 94/9/EG sollen in den Unterlagen folgende Dokumente enthalten sein:

- Risikoanalyse nach EN 1127-1
- Tabelle über die Bewertung der Zündgefahren
- Eine allgemeine Beschreibung des/der Gerätes/Geräte;
- Entwürfe, Fertigungszeichnungen und -pläne von Bauteilen, Montageunterlagen usw.
- Beschreibungen und Erläuterungen, die zum Verständnis der genannten Zeichnungen und Pläne sowie der Funktionsweise der Geräte erforderlich sind
- Eine Liste der ganz oder teilweise angewandten Normen sowie eine Beschreibung der zur Erfüllung der Sicherheitsaspekte der Richtlinie gewählten Lösungen, soweit Normen nicht angewandt worden sind
- Die Ergebnisse der Konstruktionsberechnungen, Prüfungen usw.
- Prüfberichte
- Konformitätserklärung

13.3 Beschreibung der Gefahrenanalyse

Grundlage für die Vorgehensweise und die durchzuführenden Arbeiten im Rahmen einer Gefahrenanalyse sind folgenden Normen:

DIN EN ISO 12100:2011-03 Sicherheit von Maschinen
Allgemeine Gestaltungsleitsätze; Risikobeurteilung und Risikominderung

und

DIN ISO/TR 14121-2 Sicherheit von Maschinen – Risikobeurteilung – Teil 2
Praktischer Leitfaden und Verfahrensbeispiele.

In der Norm DIN EN 12100 wird zur Durchführung der Gefahrenanalyse eine Vorgehensweise in fünf Schritten beschrieben:

1. **Festlegen der Grenzen** der Maschine, einschließlich deren bestimmungsgemäßer Verwendung und möglicher Fehlanwendung;
2. **Identifizieren von Gefährdungen** und zugehörigen Gefährdungssituationen;
3. **Einschätzen des Risikos** für jede identifizierte Gefährdung und Gefährdungssituation;
4. **Bewerten des Risikos** und Treffen von Entscheidungen über die Notwendigkeit zur Risikominderung;
5. **Beseitigen der Gefährdung** oder Vermindern des mit der Gefährdung verbundenen Risikos durch Schutzmaßnahmen.

Ziel der Analyse ist die größtmögliche Risikominderung. Der Prozess ist iterativ, und es können mehrere aufeinander folgende Wiederholungen erforderlich sein.

In den folgenden Kapiteln (13.3.1 bis 13.3.5) werden die Durchführung und Dokumentation dieser fünf Schritte einer Gefahrenanalyse skizziert und die dabei notwendigen Begriffe erläutert. Hinsichtlich der für das Realisierungskonzept durchgeführten Analyse sei hier noch mal auf das als Anhang beigefügte Dokument verwiesen.

13.3.1 Festlegen der Grenzen der Maschine, einschließlich deren bestimmungsgemäßer Verwendung und Fehlanwendung

Im Rahmen der Gefahrenanalyse werden zunächst die Grenzen einer Maschine für sämtliche ihrer Lebensphasen bestimmt. Die Grenzen einer Maschine sind dabei durch ihren Bestimmungszweck und ihr Leistungsvermögen, aber auch durch räumliche (z.B. Platzbedarf) und zeitliche Faktoren (z.B. Lebensdauer, empfohlene Wartungsintervalle) festgelegt. Auch muss der Einfluss ihrer Umgebung, d.h. andere Maschinen, und der im Umfeld der Maschine anwesende Personenkreis berücksichtigt werden.

Weitere Grenzen stellen z.B. die Eigenschaften des zu verarbeiteten Materials dar. Ein wichtiger Gesichtspunkt ist auch die Umgebung. Hieraus leitet sich z.B. der empfohlene Temperaturbereich ab oder ob der Betrieb im Innenraum oder im Freien, unter trockenen oder nassen Witterungsbedingungen erfolgen kann. Auch die Verträglichkeit gegenüber direkter Son-

neneinstrahlung, die Resistenz gegenüber Staub und Wasser gehören zur Festlegung der Grenzen.

13.3.2 **Identifizieren von Gefährdungen und zugehörigen Gefährdungssituationen**

Der Hauptbestandteil einer Gefahrenanalyse besteht in der Identifizierung von Gefährdungen und zugehörigen Gefährdungssituationen in jeder Lebensphase der Anlage/Maschine. Dabei sind folgende Fehlerquellen zu beachten:

- Versagen von Anlageteilen und Technik allgemein
- Energieausfall einschließlich Hilfsenergien
- Menschliche Fehlhandlungen
- Unerwünschte Stoffpaarung (reagierende Stoffe)
- Abweichung betrieblicher Parameter z.B. Drücke, Temperaturen, Wärmemengen, pH-Wert von Medien, etc.

Als größtes „kalkulierbares“ Restrisiko gelten oft die Unzulänglichkeiten des Wartungs- und Bedienpersonals. Darüber hinaus müssen auch mögliche Gefährdungen, Gefährdungssituationen oder Gefährdungsereignisse identifiziert werden, die nicht unmittelbar mit den Aufgaben, der Funktion des Geräts in Zusammenhang stehen, wie z.B. seismische Ereignisse, Blitzschlag, übermäßige Schneelasten, Lärm, Bruch der Maschine, Bersten von Hydraulikschläuchen. Besonderes Augenmerk muss bei dieser Gefahrenanalyse dem Explosionsschutz gelten, da freiwerdender Wasserstoff zu explosionsfähigen Atmosphären führen und damit besondere Gefährdungen auslösen kann.

Eine Methode der Identifizierung von Gefährdungen und zugehörigen Gefährdungssituationen stellt das Abarbeiten von Checklisten dar. Diese Checklisten (siehe ISO 12100.2010, B.2 bis B.4) können als Ausgangspunkt für die Identifizierung relevanter Gefährdungen dienen. Andere Quellen, wie Vorschriften, Normen und technisches Fachwissen, können weitere Hinweise auf Gefährdungen geben. Daneben gibt es weitere Methoden, auf die an dieser Stelle nicht weiter eingegangen werden soll. Zu nennen sind hier z.B. Brainstorming, Vergleich mit ähnlichen Maschinen, Überprüfung von Daten in Bezug auf Unfälle und/oder Vorkommnisse mit ähnlichen Maschinen.

Tabelle 29: Tabelle möglicher Gefährdungen aus ISO 12100:2010, Anhang B, die als allgemeine Checkliste verwendet werden kann.

	Beispiele für Gefährdungen	
Art oder Gruppe	**Ursprung**	**Mögliche Folgen**
Mechanische Gefährdungen	• Beschleunigung/Abbremsung • spitze Teile • Annäherung eines sich bewegenden Teils an ein feststehendes Teil • schneidende Teile • elastische Elemente • herab fallende Gegenstände	• Überfahren werden • Weggeschleudert werden • Quetschen • Schneiden oder Abschneiden • Einziehen oder Fangen • Erfassen • Reiben oder Abschürfen

	• Schwerkraft • Höhe gegenüber dem Boden • Hochdruck • fehlende Standfestigkeit/-sicherheit • kinetische Energie • Beweglichkeit der Maschine • sich bewegende Teile • rotierende Teile • raue, rutschige Oberfläche • scharfe Kanten • gespeicherte Energie • Vakuum	• Stoß • Eindringen von unter Druck stehenden Medien • Scheren • Ausrutschen, Stolpern und Stürzen • Durchstich oder Einstich • Ersticken
Elektrische Gefährdungen	• Lichtbogenelektromagnetische Vorgänge • elektrostatische Vorgänge • spannungsführende Teile • unzureichender Abstand zu unter Hochspannung stehenden Teilen • Überlast • Teile, die im Fehlerzustand spannungsführend geworden sind • Kurzschluss • Wärmestrahlung	• Verbrennung • chemische Reaktionen • Auswirkungen auf medizinische Implantate • tödlicher Stromschlag • Stürzen, Weggeschleudert werden • Feuer • Herausschleudern von geschmolzenen Teilen • (elektrischer) Schlag
Thermische Gefährdungen	• Explosion • Flamme • Objekte oder Materialien hoher oder niedriger Temperatur • Strahlung von Wärmequellen	• Verbrennung • Dehydrierung • Unbehagen • Erfrierung • Verletzungen durch Strahlung von Wärmequellen • Verbrühung.
Gefährdung durch Lärm	• Kavitationsvorgänge • Abluftsystem • mit hoher Geschwindigkeit austretendes Gas • Herstellungsprozess (Stanzen, Schneiden usw.) • bewegliche Teile • reibende Flächen • mit Unwucht rotierende Teile • pfeifende Pneumatik-Einrichtungen • verschlissene Teile	• Unbehagen • Bewusstseinsverlust • Gleichgewichtsstörung • bleibender Gehörverlust • Stress • Tinnitus (Ohrensausen) • Ermüdung • alle weiteren (z.B. mechanischen, elektrischen) Probleme als Folge einer Störung der Sprachkommunikation oder einer Störung akustischer Signale.
Gefährdung durch Vibration	• Kavitationsvorgänge • Fehlausrichtung sich bewegender Teile	• Unbehagen • Erkrankungen der unteren Wirbelsäule

	• bewegliche Ausrüstung • reibende Flächen • mit Unwucht rotierende Teile • schwingende Ausrüstung • verschlissene Teile	• neurologische Erkrankung • Knochengelenkschaden • Wirbelsäulenverletzung • Gefäßerkrankung
Gefährdung durch Strahlung	• ionisierende Strahlungsquelle • niederfrequente elektromagnetische Strahlung • optische Strahlung (infrarot, sichtbar und ultraviolett), einschließlich Laserstrahlen • hochfrequente elektromagnetische Strahlung	• Verbrennung • Augen- und Hautschädigung • Auswirkungen auf die Fortpflanzungsfähigkeit • Mutation • Kopfschmerzen, Schlaflosigkeit usw
Gefährdung durch Materialien und Substanzen	• Aerosol • biologische und mikrobiologische (virale oder bakterielle) Substanz • Brennstoff • Staub • Explosivstoff • Fasern • feuergefährliches Material • Flüssigkeit • Dämpfe • Gas • Nebel • Oxidationsmittel	• Atembeschwerden, Ersticken • Krebs • Korrosion • Auswirkungen auf die Fortpflanzungsfähigkeit • Explosion • Feuer • Infektion • Veränderung des Erbguts • Vergiftung • − Sensibilisierung
Ergonomische Gefährdungen	• Zugang • Gestaltung oder Anordnung von Anzeigen und optischen Displays • Gestaltung, Anordnung oder Erkennung von Steuerungseinrichtungen • Anstrengung • Flackern, Blenden, Schattenbildung und stroboskopische Effekte • örtliche Beleuchtung • psychische Überbelastung/ Unterforderung • Körperhaltung • sich wiederholende Tätigkeiten • Sichtbarkeit	• Unbehagen • Ermüdung • Störungen des Bewegungsapparates • Stress • alle weiteren (z.B. mechanischen, elektrischen) Probleme als Folge menschlichen Fehlverhaltens
Gefährdungen im Zusammenhang mit der Einsatzumgebung der Maschine	• Staub und Nebel • elektromagnetische Störungen • Blitzschlag • Feuchtigkeit • Verunreinigungen • Schnee	• Verbrennung • leichte Erkrankungen • Ausrutschen, Stürzen • Ersticken; • alle weiteren Probleme, die als Folge der Auswirkungen

	• Temperatur • Wasser • Wind • Sauerstoffmangel	der Gefährdungsquellen an der Maschine oder an Teilen der Maschine auftreten.
Kombination von Gefähr-dungen	• z.B. sich wiederholende Tätigkeit + Anstrengung + hohe Umgebungs-temperatur	• z.B. Dehydrierung, Bewusst-seinsverlust, Hitzeschock

Tabelle 30: Tabelle möglicher Gefährdungssituationen

Transport	• Anheben • Beladen • Verpacken • Transportieren • Entladen • Auspacken
Montage und Installation In Betrieb neh-men	• Einstellungen an der Maschine und deren Bauteilen • Montage der Maschine • Anschluss an die Entsorgungsanlage (z.B. Abluftsystem, Abwasseran-lage) • Anschluss an die Energieversorgung (z.B. Stromversorgung, Druck-luft) • Vorführung • Beschicken, Befüllen, Einbringen von Hilfsflüssigkeiten (z.B. Schmier-stoff, Fett, Klebstoff) • Anbringen von Schutzgittern • Befestigen, Verankern • Vorbereitungen für die Installation (z.B. Fundamente, Schwingungs-isolierung) • Betrieb der Maschine ohne Last • Prüfung • Versuche unter Last oder Höchstlast
Einrichten Einlernen (Teachen)/ Pro-grammieren und/oder Um-rüsten	• Einstellen und Einrichten von Schutzeinrichtungen und weiteren Bau-teilen • Einstellen und Einrichten oder Überprüfen der funktionalen Parameter der Maschine (z.B. Geschwindigkeit, Druck, Kraft, Fahrbegrenzungen) • Festklemmen/Befestigen des Werkstückes • Beschicken, Befüllen, Einbringen der Rohstoffe • Funktionsprüfungen, Versuche • Einsetzen oder Auswechseln von Werkzeugen, Werkzeugeinstellung • Überprüfen der Programmierung • Überprüfen des Endproduktes
Betrieb	• Festklemmen/Befestigen des Werkstückes • Steuerung/Inspektion • Antreiben der Maschine • Beschicken, Befüllen, Einbringen der Rohstoffe

	• manuelles Beladen/Entladen • geringfügige Einstellungs- und Einrichtvorgänge bei den Funktionsparametern der Maschine (z.B. Geschwindigkeit, Druck, Kraft, Fahrbegrenzungen) • geringfügige Eingriffe während des Betriebs (z.B. Entnahme von Abfallprodukten, Beseitigen von Blockierungen, lokale Reinigung) • Betreiben der manuellen Steuerungseinrichtungen • Wiederanlauf der Maschine nach Stillsetzen/Unterbrechung • Überwachen • Überprüfen des Endproduktes
Reinigung Instandhaltung	• Einstellungen • Reinigung, Desinfektion • Demontage/Ausbau von Teilen, Bauteilen, Einrichtungen der Maschine • Sauberhaltung • Energietrennung und -ableitung • Schmieren • Austausch von Werkzeugen • Austausch von Verschleißteilen • erneutes Einrichten • Nachfüllen von Betriebsflüssigkeiten • Überprüfen von Teilen, Bauteilen, Einrichtungen der Maschine
Fehlersuche und -beseitigung	• Einstellungen • Demontage/Ausbau von Teilen, Bauteilen, Einrichtungen der Maschine • Fehlersuche • Energietrennung und -ableitung • Wiederanlauf nach Ausfall der Steuerungseinrichtungen und Schutzeinrichtungen • Wiederanlauf nach Blockierung • Reparaturen • Ersatz von Teilen, Bauteilen, Einrichtungen der Maschine • Rettung gefangener Personen; • erneutes Einrichten • Überprüfen von Teilen, Bauteilen, Einrichtungen der Maschine
Demontage Außer Betrieb nehmen	• Abtrennen von der Energieversorgung und Energieableitung • Demontage • Anheben • Beladen • Verpacken • Transportieren • Entladen

Tabelle 31: Tabelle möglicher Gefährdungsereignisse

Ursprung in Zusammenhang stehend mit	**Gefährdungsereignis**
der Form und/oder der Oberflächenbeschaffenheit der zugänglichen Maschinenteile	• Kontakt mit rauen Oberflächen • Kontakt mit scharfen Kanten und Ecken, vorstehenden Teilen
den beweglichen Teilen der Maschine	• Zugang zu/Kontakt mit beweglichen Teilen • Kontakt mit rotierenden offenen Enden
der kinetischen Energie und/oder potentiellen Energie (Schwerkraft) der Maschine, der Maschinenteile, der eingesetzten, verarbeiteten, gehandhabten Werkzeuge und Materialien	• Herabfallen oder Ausstoß von Objekten
der Standfestigkeit/-sicherheit der Maschine und/oder von Maschinenteilen	• Verlust der Standfestigkeit/-sicherheit
der mechanischen Festigkeit von Maschinenteilen, Werkzeugen usw.	• Bruch während des Betriebs
der pneumatischen/hydraulischen Ausrüstung	• Verschieben sich bewegender Teile • Herausspritzen von Flüssigkeiten unter hohem Druck • ungesteuerte Bewegungen
der elektrischen Ausrüstung	• direkter Kontakt • Durchschlag • Lichtbogen • Feuer • indirekter Kontakt • Kurzschluss
der Steuerung	• Herabfallen oder Herausschleudern eines sich bewegenden Maschinenteils oder eines in der Maschine festgeklemmten Werkstückes • Ausfall von Einrichtungen zum Anhalten von sich bewegenden Teilen • Maschinentätigkeit als Ergebnis der Wirkungslosigkeit (Umgehen oder Ausfall) von Schutzeinrichtungen • ungesteuerte Bewegungen (einschließlich Geschwindigkeitsänderung) • unbeabsichtigter/unerwarteter Anlauf • weitere Gefährdungsereignisse durch Ausfälle oder unzureichende Konstruktion der Steuerung

Das in Abbildung 128 dargestellte Leerformular aus der DIN EN 14121-2 kann dazu verwendet werden, die Ergebnisse der Identifizierung der Gefährdungen nach den Stichpunkten von Tabelle 29 bis Tabelle 31 zu dokumentieren.

Tabelle A.3 — Beispiel eines Leerformulars zur Identifizierung von Gefährdungen

Identifizierung der Gefährdungen						
Maschine (Identifizierung)				**Verfahren/Werkzeug**		
Quellen (z. B. Vorentwurfsdokumentation, technische Dokumentation, Konstruktionsdokumentation)				**Durchführende Person**		
				Aktuelle Version		
Umfang (z. B. Lebensdauerphase, Teil/Funktion der Maschine)				**Datum**		
Ref.-Nr.	**Gefährdungs-bereich**	**Aufgabe/Arbeitsvorgang** (ISO 12100:2010, Tabelle B.3)	**Unfallszenario**			
			Gefährdung (ISO 12100:2010, Tabelle B.1)	**Gefährdungssituation** (ISO 12100:2010, Table B.3)	**Gefährdungsereignis** (ISO 12100:2010, Tabelle B.4)	Ref.-Nr.
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						

Abbildung 128 Leerformular der DIN EN 14121-2 zur Identifizierung von Gefährdungen

13.3.3 Einschätzen des Risikos für jede identifizierte Gefährdung und Gefährdungssituation

Der Zweck der Risikoeinschätzung liegt darin, das größte Risiko zu ermitteln, das aus jeder Gefährdungssituation hervorgeht. Das eingeschätzte Risiko wird in der Regel als Risikohöhe, Risikoindex oder Risikopunktzahl angegeben, kann aber auch deskriptiv sein. Laut Definition sind die beiden Grundelemente des Risikos das **Schadensausmaß** und die **Eintrittswahrscheinlichkeit** dieses Schadensausmaßes. Im Folgenden werden beispielhaft zwei verschiedene Ansätze zur Risikoeinschätzung, die Risikomatrix und der Risikograph, vorgestellt:

13.3.3.1 Risikomatrix

Schadensausmaß

Jede Gefährdung kann zahlreiche unterschiedliche Schadensausmaße zur Folge haben. Die Einschätzung des Ausmaßes kann folgendermaßen erfolgen:

- **Katastrophal**
  Tod oder dauerhaft körperliche Schädigung oder Krankheit (berufsunfähig);
- **Schwerwiegend**
  stark beeinträchtigende Verletzung oder Krankheit (ab einem gewissen Zeitpunkt wieder arbeitsfähig);

- **Mittelmäßig**
  erhebliche Verletzung oder Krankheit, die mehr als nur Erste Hilfe erfordert (es kann an denselben Arbeitsplatz zurückgekehrt werden);
- **geringfügig**
  keine Verletzung oder leichte Verletzung, die nicht mehr als Erste Hilfe erfordert (wenig oder keine verlorene Arbeitszeit).

Die Einschätzung des Ausmaßes konzentriert sich in der Regel auf den schlimmsten bzw. schwerwiegendsten Schaden, der wirklichkeitsnah auftreten kann (schlimmste wahrscheinliche Schadensauswirkung), anstatt auf die schlimmste vorstellbare Auswirkung.

Eintrittswahrscheinlichkeit des Schadens

Die Eintrittswahrscheinlichkeit des Schadens sollte für jede Gefährdung oder Gefährdungssituation eingeschätzt werden. Bei der oft subjektiven Einschätzung der Eintrittswahrscheinlichkeit eines Schadens sind eine Reihe von Faktoren zu berücksichtigen (siehe ISO 12100:2010, 5.5.2.3) wie z.B.:

- Häufigkeit und Dauer der Gefährdungsexposition;
- Anzahl der betroffenen Personen;
- Zuverlässigkeit von Sicherheitsfunktionen;
- Fähigkeit, Schaden zu vermeiden.

Die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Schadens kann ähnlich wie das Schadensausmaß über vier Gruppen eingeschätzt werden:

- **sehr wahrscheinlich**
  ziemlich sicheres Eintreten;
- **wahrscheinlich**
  kann eintreten;
- **unwahrscheinlich**
  nicht wahrscheinliches Eintreten;
- **entfernt vorstellbar**
  so unwahrscheinlich, dass die Wahrscheinlichkeit nahezu null beträgt.

Ableitung der Risikohöhe

Eine Methode, die Höhe des Risikos abzuschätzen, stellt die Risikomatrix dar. Dabei wird in einer (hier: zweidimensionalen) Matrix das Schadensausmaß gegen die Eintrittswahrscheinlichkeit aufgetragen und den Zellen eine Risikohöhe zugewiesen. Da die Risikoeinschätzung gewöhnlich subjektiv ist, sind die Risikohöhen ebenfalls subjektiv. Ein mögliches Ergebnis dieser Vorgehensweise mit vier Einstufungen zeigt Tabelle 32.

Tabelle 32: Beispiel einer Matrix zur Risikoeinschätzung gemäß der in Kapitel 13.3.3.1 beschriebenen Vorgehensweise

Eintrittswahrscheinlichkeit des Schadens	Schadensausmaß			
	katastrophal	schwerwiegend	mittelmäßig	geringfügig
sehr wahrscheinlich	**hoch**	**hoch**	**hoch**	**mittel**
wahrscheinlich	**hoch**	**hoch**	**mittel**	gering
unwahrscheinlich	**mittel**	**mittel**	gering	vernachlässigbar
entfernt vorstellbar	gering	gering	vernachlässigbar	vernachlässigbar

13.3.3.2 Risikograph

Eine weitere Methode der Risikoeinschätzung stellt der Risikograph dar. Ein Risikograph beruht auf einem Entscheidungsbaum. Darin stellt jeder Knoten einen Risikoparameter (z.B. Ausmaß, Exposition, Eintrittswahrscheinlichkeit eines Gefährdungsereignisses, Möglichkeit zur Vermeidung) dar und jeder von einem Knoten abgehende Ast stellt eine Klasse des Parameters (z.B. geringes Ausmaß oder schwerwiegendes Ausmaß) dar. Dem Pfad wird beginnend am Ausgangpunkt auf dem Risikographen gefolgt (siehe Abbildung 129). An jedem Knotenpunkt läuft der Pfad auf dem zutreffenden Ast entsprechend der gewählten Klasse weiter. Der letzte Ast deutet auf die Höhe des Risikos hin. Das Endergebnis ist eine Einschätzung des Risikos, das z.B. mit „hoch“, „mittel“, „gering“, oder einer Nummer, wie z.B. 1 bis 6, gekennzeichnet wird.

Zur Erläuterung soll das folgende Beispiel mit einer Auswahl von Risikoparamatern dienen.

Schadensausmaß: S (Severity)

- S1: leichte Verletzung
- S2: schwere Verletzung

Häufigkeit und/oder Dauer der Gefährdungsexposition: F (Frequency)

- F1: selten bis öfter und/oder kurze Dauer der Gefährdungsexposition
- F2: häufig bis ständig und/oder lange Dauer der Gefährdungsexposition

Eintrittswahrscheinlichkeit eines Gefährdungsereignisses: O (Occurrence)

- O1: gering (so unwahrscheinlich, dass angenommen werden kann, dass der Eintritt nicht realisiert wird)
- O2: mittel (gelegentlicher Eintritt wahrscheinlich).
- O3: hoch (häufiger Eintritt wahrscheinlich).

Möglichkeit zur Vermeidung oder zur Minderung des Schadens: A (Avoidance)

- A1: unter bestimmten Umständen möglich:
- A2: unmöglich.

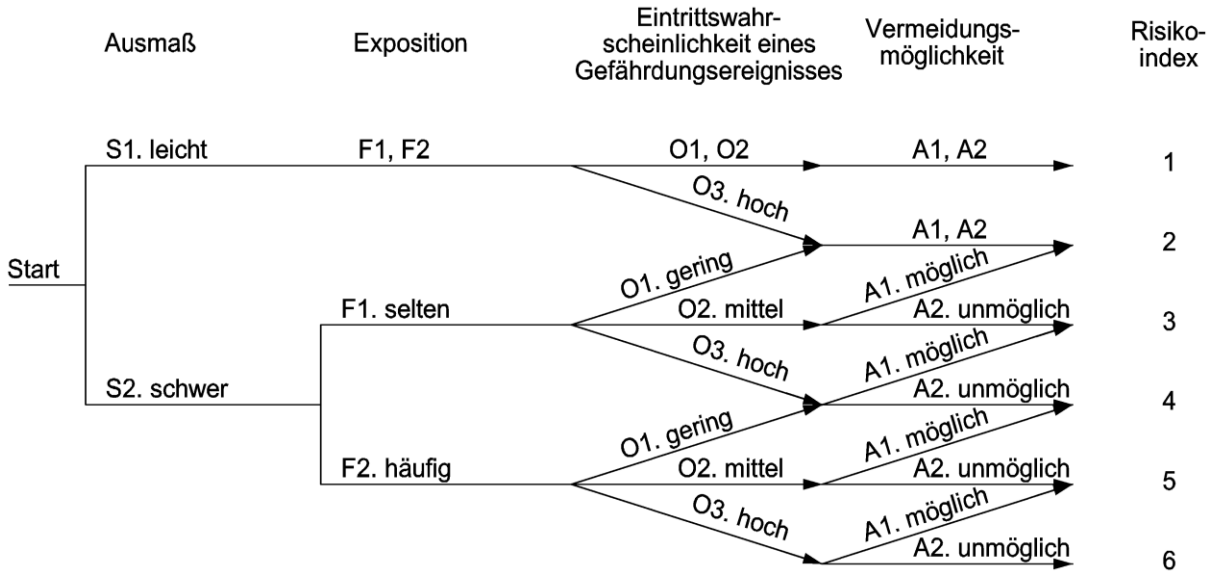


Abbildung 129: Beispiel eines Risikographen zur Einschätzung des Risikos

Die Ergebnisse dieser ersten Risikoeinschätzung werden in ein Formular eingetragen; jeder Gefährdungssituation wird nun eine Risikoklasse zugeordnet. In diesem Beispiel wird die Einschätzung jeder Gefährdungssituation wie folgt durchgeführt:

- ein Risikoindex von 1 oder 2 entspricht dem geringsten Risiko;
- ein Risikoindex von 3 oder 4 entspricht einem mittleren Risiko;
- ein Risikoindex von 5 oder 6 entspricht dem höchsten Risiko.

Dieser Risikograph kann verwendet werden, um einen Risikoindex einzuschätzen, der meist für Gefährdungssituationen gilt, die einen akuten Schaden (mechanisch, elektrisch oder, bis zu einem gewissen Ausmaß, thermische Gefährdungen) hervorrufen können. Als Hilfsmittel zur Erstellung eines solchen Risikographen stellt die DIN EN 14121-2 ein weiteres Leerformular zur Verfügung, das in Abbildung 130 dargestellt ist.

Neben den in den Kapiteln 13.3.3.1 und 13.3.3.2 vorgestellten Verfahren zur Risikoabschätzung, nennt die DIN EN 14121-2 noch weitere, auch numerische Verfahren, auf die an dieser Stelle aber nicht weiter eingegangen wird.

DIN ISO/TR 14121-2 (DIN SPEC 33885):2013-02

Tabelle A.4 — Beispiel eines Leerformulars für einen Risikographen

Anfangsrisikoanalyse/Risikoanalyse nach Risikominderung										
Tätigkeit		Gefährdungsbedingungen				Risikoeinschätzung Berechnung des Risikoindex				
Nr.	Tätigkeit	Gefährdung	Gefährdungs-situation	Gefährdungs-ereignis	Möglicher Schaden	Ausmaß (S1/S2)	Häufigkeit/ Exposition (F1/F2)	Eintrittswahr-scheinlichkeit (O1/O2/O3)	Möglichkeit zur Vermeidung (A1/A2)	Risikoindex (1 bis 6)
1										
2										
3										
4										
5										
6										

Abbildung 130: Leerformular für einen Risikographen der DIN EN 14121-2

13.3.4 Bewerten des Risikos und Treffen von Entscheidungen über die Notwendigkeit zur Risikominderung

In diesem Schritt der Gefahrenanalyse soll mit Hilfe einer Bewertung entschieden werden, welche Gefährdungssituationen eine (weitere) Risikominderung benötigen und ob hierdurch andere Gefährdungen auftreten und andere Risiken erhöht werden. Werden als Ergebnis der Risikobewertung Schutzmaßnahmen angewendet, sollte eine erneute Risikobeurteilung vorgenommen werden, um deren Wirksamkeit bei der Risikominderung nachzuweisen.

13.3.5 Beseitigung der Gefährdung; Schutzmaßnahmen

Mit der Umsetzung von Schutzmaßnahmen wird die Risikominderung erreicht. Zudem werden Entscheidungen darüber getroffen, was erledigt werden muss, von wem es erledigt werden muss, wann es erledigt werden muss und mit welchen Kosten dies verbunden ist.

Dabei gibt es unterschiedliche Arten von Schutzmaßnahmen wie zum Beispiel:

- Inhärent sichere Konstruktion,
- Beseitigung der Gefährdungen durch konstruktive Maßnahmen,
- Risikominderung durch konstruktive Maßnahmen,
- Technische Schutzmaßnahmen,
- Zusätzliche Schutzmaßnahmen/Maßnahmen zur Risikominderung

Gerade bei den technischen Schutzmaßnahmen, bei denen typischerweise eine Anlage auf ein abweichendes oder außergewöhnliches Sensorsignal reagiert, stellt sich die Frage nach Sicherheit der Funktionskette.

- Was geschieht, wenn der Sensor ausfällt?
- Ist die Verbindung zum Sensor überprüfbar?
- Reagiert die Software der Steuerung?

- Reagieren die Aktoren und kann die Reaktion überprüft werden?
- Was geschieht bei einem Ausfall der Steuerung?
- Was geschieht bei einem Ausfall der Energieversorgung?

Mit zunehmendem Risiko, das durch die technischen Schutzmaßnahmen abzuwehren ist, steigen die Anforderungen an die Fehlersicherheit des sicherheitstechnischen Systems (Safety Instrumented Systems SIS). In den Normen IEC 61508 und IEC 61511 werden vier unterschiedliche Sicherheitsstufen, welche die Maßnahmen zur Risikobeherrschung dieser Komponenten beschreiben, für Sicherheitsfunktionen definiert. Diese vier Sicherheitsstufen sind der sogenannte **Sicherheits-Integritätslevel - SIL**. Die Risikoreduzierung ist dabei umso größer, je höher der Zahlenwert des Sicherheits-Integritätslevels (SIL 1 – SIL 4) ist. Der SIL ist somit das Maß für die Wahrscheinlichkeit, dass das Sicherheitssystem die geforderten Sicherheitsfunktionen für einen bestimmten Zeitraum korrekt erfüllen kann. Um den erforderlichen SIL einer Anlage oder eines Anlagenteiles zu ermitteln, gibt es unterschiedliche Ansätze. Dazu sind in den Normen DIN EN 61508-7 (funktionale Sicherheit sicherheitsbezogener elektrischer/ elektronischer/ programmierbarer elektronischer Systeme) und DIN EN 61511-1 (funktionale Sicherheit – Sicherheitstechnische Systeme für die Prozessindustrie(VDE 0810-1)) verschiedene Methoden zur Bestimmung aufgeführt. Im Folgenden werden je eine quantitative und eine qualitative Methode vorgestellt.

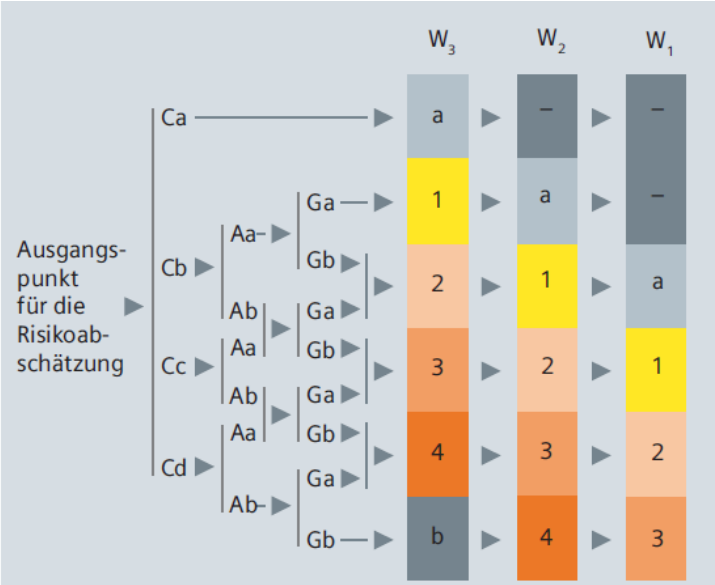
13.3.5.1 Quantitative Methode zur Bestimmung des SIL

Wie oben bereits dargelegt, ist das Risiko eines gefährlichen Prozesses bestimmt durch die Wahrscheinlichkeit, mit der ein gefährlicher Vorfall ohne vorhandene Schutzmaßnahmen auftreten könnte, multipliziert mit dem Schadensausmaß des gefährlichen Vorfalls. Diese Wahrscheinlichkeiten können mit Hilfe von Daten aus entsprechenden Datenbanken (Hersteller, Versicherungen) und der Analyse von Ausfallraten in vergleichbaren Situationen mit Hilfe quantitativer Risikobeurteilungsmethoden abgeschätzt und mit einem numerischen Grenzwert festgelegt werden. Als Beispiel aus der Prozessindustrie sind in Tabelle 33 die Ausfallgrenzwerte für eine Sicherheitsfunktion einer Anlage, die in der Betriebsart mit niedriger Anforderungsrate betrieben wird (Low Demand), gelistet.

Tabelle 33: Ausfallgrenzwerte für eine Sicherheitsfunktion in der Prozessindustrie, die in der Betriebsart mit niedriger Anforderungsrate betrieben wird (Low Demand)

SIL	Zielwert für die Häufigkeit gefahrbringender Ausfälle der sicherheitstechnischen Funktion pro Jahr	
4	$\geq 10^{-5}$ bis $< 10^{-4}$	ein gefährlicher Ausfall in 10000 Jahren
3	$\geq 10^{-4}$ bis $< 10^{-3}$	ein gefährlicher Ausfall in 1000 Jahren
2	$\geq 10^{-3}$ bis $< 10^{-2}$	ein gefährlicher Ausfall in 100 Jahren
1	$\geq 10^{-2}$ bis $< 10^{-1}$	ein gefährlicher Ausfall in 10 Jahren

13.3.5.2 Qualitative Methode zur Festlegung des SIL (Risikograph Methode)



a: keine speziellen Sicherheitsanforderungen
b: ein einzelnes SIS nicht ausreichend
1, 2, 3, 4: Safety Integrity Level (SIL)

Schadensausmaß	
C_a	leichte Verletzung einer Person, kleinere schädliche Umwelteinflüsse
C_b	schwere Verletzungen oder Tod einer Person
C_c	Tod mehrere Personen
C_d	Tod sehr vieler Personen

Aufenhaltsdauer einer Person im gefährlichen Bereich	
A_a	selten bis häufig
A_b	häufig bis dauernd

Gefahrenabwendung	
G_a	möglich unter bestimmten Bedingungen
G_b	kaum möglich

Eintrittswahrscheinlichkeit	
W_1	sehr gering
W_2	gering
W_3	relativ hoch

Abbildung 131: Risikograph Methode zur Einstufung des SIL [17]

Die qualitative Methode zur Einschätzung des SIL beruht analog zum Vorgehen bei der Risikoabschätzung (Abbildung 129) wieder auf einem Entscheidungsbaum, wobei jetzt den je nach Eintrittswahrscheinlichkeit W_1, W_2, W_3 des Ereignisses ermittelten Risikofaktoren die entsprechende SIL-Stufe zugeordnet wird. Dieses vereinfachte Modell zeigt sehr gut, bei welchen Gefahren welcher SIL gefordert ist.

13.4 Dokumentation der Gefahrenanalyse

Für den Betrieb der im Energiezentrum zur Anwendung kommenden Komponenten und Anlagen ist eine Gefahrenanalyse mit dem Ziel, die von den Geräten ausgehenden Gefahren zu minimieren, durchzuführen. In den vorangegangenen Abschnitten ist eine entsprechende Vorgehensweise auf Basis der Normen DIN EN ISO 12100:2011-03 und DIN ISO/TR 14121-2 vorgestellt worden. Wesentliche Punkte bei der Gefahrenanalyse sind dabei die Identifizierung der Gefährdungen in allen Lebensphasen der Anlage, sowie die zu ermittelnde Risikohöhe. Dadurch können evtl. erforderliche Maßnahmen (z.B. funktionale Schutzmaßnahmen) mit dem Ziel einer Risikominderung abgeleitet werden. Je nach Höhe des Risikos werden mit Hilfe der SIL-Einstufung Anforderungen an die Sicherheitsfunktionen formuliert.

In einer abschließenden Dokumentation müssen die Ergebnisse der Gefahrenanalyse in strukturierter Form zusammengetragen werden. In die Dokumentation sind die folgenden Punkte aufzunehmen:

- Angaben zur Maschine;
- Alle relevanten getroffenen Maßnahmen;
- Die Identifizierung der Gefährdungen, Gefährdungssituationen und –ereignisse;
- Die Angaben, auf denen die Gefahrenanalyse beruhte;
- Die durch Schutzmaßnahmen zu erreichenden Risikominderungsziele;
- Die angewendeten Schutzmaßnahmen;
- Die Restrisiken;
- Das Ergebnis der Gefahrenanalyse;
- Alle während der Gefahrenanalyse ausgefüllten Formulare.

Wie bereits erwähnt, ist es dabei essenziell, dass die Gefährdungsanalysen für die in der Anlage eingesetzten Komponenten ebenfalls vorliegen und in die Dokumentation aufgenommen werden.

13.5 Rechtliche Grundlagen und Normen

Die Durchführung einer **Gefahrenanalyse** wird nach Artikel 100 a EG-Vertrag in den produktbezogenen Richtlinien gefordert. Zu nennen sind beispielhaft:

- Der Entwurf der Überarbeitung der Gasgeräterichtlinie 90/396/EWG
- Die Maschinenrichtlinie 98/37/EG (Anhang 1)

Diese Richtlinien werden in der Regel mit den Verordnungen zum Geräte- und Produktsicherheitsgesetz GPSG in deutsches Recht umgesetzt:

- 7. GPSGW
  Gasverbrauchseinrichtungen (Umsetzung der zurzeit gültigen Gasgeräterichtlinie)
- 9. GPSGV
  Maschinenverordnung (Umsetzung der Maschinenrichtlinie)
- 14. GPSGV
  Druckgeräteverordnung (Umsetzung der Druckgeräterichtlinie)

Der Begriff **„Gefährdungsbeurteilung“** wird eindeutig in verschiedenen Verordnungen benutzt. Sie wird in den Richtlinien zum betrieblichen Arbeitsschutz nach Artikel 118a EG-Vertrag gefordert. Gefährdungsbeurteilungen sind aktuell nach § 3 Betriebssicherheitsverordnung, § 5 Arbeitsschutzgesetz und § 16 Gefahrstoffverordnung erforderlich. Konkretisiert wird die Gefährdungsbeurteilung auch in den in der Unfallverhütungsvorschrift „Grundsätze der Prävention“ (BGV A1) genannte Anforderungen und beispielsweise in folgenden Verordnungen:

- Arbeitsstättenverordnung (ArbStättV)
- Lärm-Vibrations-Arbeitsschutzverordnung (LärmVibrationsArbSchV)
- Lastenhandhabungsverordnung (LasthandhabV)

13.5.1 Geltende Gesetze, Vorschriften und Richtlinien

- ArbSchG (Arbeitsschutzgesetz)
- BauGB (Baugesetzbuch)
- BBodSchG (Bundesbodenschutzgesetz)
- BImSchG (Bundes-Immisionsschutzgesetz)
- GPSG (Geräte- und Produktsicherheitsgesetz)
- EEG (Erneuerbare Energien Gesetz)
- WHG (Wasserhaushaltsgesetz)
- BetrSichV (Betriebssicherheitsverordnung)
- StörfallV (Störfallverordnung)
- GPSGV (Verordnungen über das Inverkehrbringen….)
- 11. GVSGV (Verordnung zum Geräte- und Produktsicherheitsgesetz)
- Technische Regeln für Betriebssicherheit TRBS
- TRGS 720 „technische Regeln für Gefahrstoffe“
- TRBS 1111 „Gefährdungsbeurteilung“
- TRBS 1122 „Änderung und wesentliche Veränderung von Anlagen nach § 1 Abs. 2 Satz 1 Abs. 4 BetrSichV- Ermittlung der Prüf- und Erlaubnispflicht
- TRBS 1201 „Prüfung von Arbeitsmitteln und überwachungsbedürftigen Anlagen“
- TRBS 1201 – Teil 3 „Instandsetzung an Geräten, Schutzsystemen, Sicherheits-, Kontroll- und Regelvorrichtungen iSd Richtlinie 94/9 EG – Ermittlung der Prüfnotwendigkeit §14 Abs. 6 BetrSichV
- TRBS 1203 „befähigte Person“
- TRBS 2152 „gefährliche explosionsfähige Atmosphäre“
- TRBS 2152 – Teil 3 „Prüfung von Arbeitsmitteln und überwachungsbedürftigen Anlagen“

- TRBS 2153 „Vermeidung von Zündgefahren infolge elektrostatischer Aufladung“ vormals BGR 132
- BGV A3 „elektrische Anlagen und Betriebsmittel“, 2005
- BGR 190 – Berufsgenossenschaftsrichtlinie
- DVGW Arbeitsblatt G 469 „Druckprüfverfahren für Leitungen und Anlagen der Gasversorgung“
- GUV-R 104 hier sind die BetrSichV und TRBSen enthalten

13.5.2 **Normen zur Sicherheit**

EN ISO 13849 „Sicherheit von Maschinen – Sicherheitsbezogene Teile von Steuerungen“

DIN EN ISO 10628 „Fließschemata für verfahrenstechnische Anlagen – allgemeine Regeln“

DIN EN 378-1 Kälteanlagen und Wärmepumpen – Sicherheitstechnische und umweltrelevante Anforderungen – Teil 1: Grundlegende Anforderungen, Begriffe, Klassifikationen und Auswahlkriterien;

DIN EN 378-2 Kälteanlagen und Wärmepumpen – Sicherheitstechnische und umweltrelevante Anforderungen – Teil 2: Konstruktion, Herstellung, Prüfung, Kennzeichnung und Dokumentation;

DIN EN 378-3 Kälteanlagen und Wärmepumpen – Sicherheitstechnische und umweltrelevante Anforderungen – Teil 3: Aufstellungsort und Schutz von Personen

DIN EN 378-4 Kälteanlagen und Wärmepumpen – Sicherheitstechnische und umweltrelevante Anforderungen – Teil 4: Betrieb, Instandhaltung, Instandsetzung und Rückgewinnung

EN ISO 12100: 2010 Sicherheit von Maschinen – allgemeine Gestaltungsleitsätze - Risikobeurteilung und Risikominderung

DIN EN ISO 13850 Sicherheit von Maschinen - Not-Halt - Gestaltungsleitsätze

DIN ISO/TR 14121-2:2012 Sicherheit von Maschinen- Risikobeurteilung- Praktischer Leitfaden und Verfahrensbeispiele

EN 60204 „Sicherheit von Maschinen – elektrische Ausrüstung von Maschinen“

IEC 60204-1 allgemeine Festlegungen hinsichtlich des Trennens und Abschaltens von Stromkreisen sowie zum Schutz gegen elektrischen Schlag. Für Anforderungen bezogen auf spezifische Maschinen siehe entsprechende IEC-Normen (z. B. IEC 61029, IEC 60745 oder IEC 60335).

IEC 60204-1 elektrische Gefährdungen

DIN EN 61508-4 funktionale Sicherheit sicherheitsbezogener elektrischer / elektronischer/programmierbarer elektronischer Systeme – Teil 4: Begriffe und Abkürzungen

DIN EN 61508-5 funktionale Sicherheit sicherheitsbezogener elektrischer / elektronischer/programmierbarer elektronischer Systeme – Teil 5: Beispiele zur Ermittlung der Stufe der Sicherheitsintegrät

DIN EN 61508-7 funktionale Sicherheit sicherheitsbezogener elektrischer / elektronischer/programmierbarer elektronischer Systeme – Teil 7: Überblick über Verfahren und Maßnahmen

DIN EN 61511-1 (VDE 0810-1) funktionale Sicherheit – Sicherheitstechnische Systeme für die Prozessindustrie – Teil 1: Allgemeines, Begriffe, Anforderungen an Systeme, Software und Hardware

DIN EN 61511-3 (VDE 0810-3) funktionale Sicherheit – Sicherheitstechnische Systeme für die Prozessindustrie – Teil 3: Anleitung für die Bestimmung der erforderlichen Sicherheits-Integritätslevel

DIN EN 62061 (VDE 0113-50) Sicherheit von Maschinen – funktionale Sicherheit sicherheitsbezogener elektrischer, elektronischer, programmierbarer elektronischer Steuerungssysteme

Richtlinie 94/9/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten für Geräte und Schutzsysteme zur bestimmungsgemäßen Verwendung in explosionsgefährdeten Bereichen

13.5.3 **Normen zum Explosionsschutz**

DIN EN 60079-10-1 (VDE 0165-101) Explosionsfähige Atmosphäre – Teil 10-1: Einteilung der Bereiche – Gasexplosionsgefährdete Bereiche

DIN EN 60079-14 (VDE 0165-1) Explosionsfähige Atmosphäre – Teil 14: Projektierung, Auswahl und Errichtung elektrischer Anlagen

DIN EN 60079-17 Explosionsfähige Atmosphäre – Teil 17: Prüfung und Instandhaltung elektrischer Anlagen

DIN EN 1127-1 Explosionsfähige Atmosphären – Explosionsschutz – Teil 1: Grundlagen und Methodik

DIN EN 14986 Konstruktion von Ventilatoren für den Einsatz in explosionsgefährdeten Bereichen

DIN EN 62305-1 Blitzschutz - Teil 1: Allgemeine Grundsätze (IEC 62305-1:2010, modifiziert)

DIN EN 62305-2 Blitzschutz - Teil 2: Risiko-Management (IEC 62305-2:2010, modifiziert)

14 Kostenschätzung

14.1 Kostenschätzung nach DIN 276

Die Kosten von Bauvorhaben werden üblicherweise nach DIN 276 ermittelt. In der DIN 276 ist eine Strukturierung nach Kostengruppen vorgesehen. Diese Kostengruppen werden durch Hunderter-Nummern gekennzeichnet. In den einzelnen Teilbereichen erfolgt dann eine weitere Untergliederung in Zehner-Blöcken. In Tabelle 34 ist das übergeordnete System zusammengestellt.

Tabelle 34: Obere Hierarchie der Kostengruppen nach DIN 276

Kostengruppe	Inhalte
100	Grundstückskosten inkl. Nebenkosten
200	Herrichten / Erschließen
300	Bauwerk und Baukonstruktion (Gebäude, Fundamente, etc.)
400	Technische Anlagen (Heizung und Sanitär, Elektrik, Lüftung, etc.)
500	Außenanlagen inkl. der technischen Anlagen
600	Ausstattung Kunstwerke
700	Baunebenkosten (z.B. Architekten und Ingenieursleistungen)

Die in der Kostengruppe 700 anzugebenden Honorare von Architekten und Planungsingenieuren werden in der Regel über einen Prozentsatz der in den Gruppen 200 bis 500 ermittelten Investitionskosten festgelegt. Üblich sind hier Werte um 20%. Für das Energiezentrum wurde im Hinblick auf die bereits im Realisierungskonzept erbrachten Vorleistungen ein Prozentsatz von 18% festgelegt. Die besondere technische Ausstattung des Energiezentrums, wie z.B. die Batterie- und Wasserstofftechnik, die für eine konventionelle Gebäudeversorgung nicht erforderlich wären, sind nach den Vorgaben der DIN den einzelnen Gruppen zuzuordnen. Demnach gehört zum Beispiel das Fundament der Drucktanks zur Gruppe 300, der Drucktank selbst aber zur Gruppe 400. Auf Wunsch des potentiellen Bauherrn (Wirtschaft und Marketing Soest GmbH) wurde bei der hier vorgelegten Zusammenstellung der Kostenschätzung von dieser Struktur abgewichen. Die Kosten für den konventionellen Gebäudebereich wurden gemäß DIN 276 geschätzt und alle Kosten für die besondere technische Ausstattung in einer eigenen Zusammenstellung erfasst.

Das Ergebnis dieser Kostenschätzung ist in Abbildung 132 dargestellt. Das Zahlenwerk basiert auf den Angaben, die der Architekt mit Bezug auf die in Kapitel 3.2 gezeigten Entwürfe gemacht hat, den Angaben der Firma ISW zur konventionellen Gebäudeausrüstung, den Angaben von ISW zur besonderen technischen Ausstattung und den von FH-SWF und TWS ermittelten Kosten für die einzelnen technischen Komponenten. Alle Angaben sind ohne Mehrwertsteuer. In der Summe belaufen sich die Gestehungskosten demnach auf rund 7,4 Mio €, von denen rund 2 Mio € der besonderen Ausstattung inklusive der Energieerzeu-

gung über Photovoltaik und Kleinwindanalgen zuzurechnen sind. Die Großwindanlagen blieben unberücksichtigt, da hier ein Invest durch Dritte vorgesehen ist.

Acconci Architekten GmbH

Rathausstr. 6-8, 59494 Soest, Tel 02921/ 590 100 0 - Fax 02921 / 590 100 1

Bauvorhaben: Südwestfälisches Energiezentrum
Werkstraße, 59494 Soest

Auftraggeber: TWS Technologie und Wissenstransfer im Kreis Soest e.V.
Lübecker Ring 2, 59494 Soest

Zusammenfassung Kostenschätzung TWS_Soest_Energiezentrum (1333)

Kostengruppe	Titel		Gesamt
100	Grundstückskosten		359.392,00 €
200	Herrichten		8.500,00 €
300	Bauwerk - Baukonstruktion		2.557.400,00 €
400	Bauwerk - Technische Anlagen		3.279.226,38 €
	Davon konventionelle Gebäudetechnik	1.611.250,00 €	
	Davon Wasserstofftechnik u. Energieerzeugung	1.667.976,38 €	
500	Außenanlagen		124.800,00 €
700	Baunebenkosten Architekten und Ingenieurleistungen		1.074.586,75 €
	Davon konventionelle Gebäudetechnik	774.351,00 €	
	Davon Wasserstofftechnik u. Energieerzeugung	300.235,75 €	
		Summe netto	**7.403.905,13 €**

Aufgestellt: Soest, 03.02.2014

Abbildung 132: Kostenschätzung für das Energiezentrum nach DIN 276 (Besonderheiten, siehe Text)

14.2 Besondere technische Ausstattung des Energiezentrums

Pos		Bezeichnung	Ventile	Messgeräte	Anzahl	Steueru	Mes	Preis / Netto	Summe	Gruppensumme / Bem.
1	1	**Speicher 95m³ / 50 bar**	geplant 2 Sicherheitsventile / 1 Abs	geplant 1 Flußmessgerät und 1 Dru	1			114.000,00 €	114.000,00 €	aus schriftl. Angebot Vako
2	V1	Behälter 1 + 1 Paar Sättel +	Absperrventil (zum Trennen des Behälters manuell)		1			300,00 €	300,00 €	www.landefeld.de
3	V2	Behältertrocknung + 100 % Prüfu	Zweites Absperrventil (Austausch der Ventile)		1			300,00 €	300,00 €	www.landefeld.de
4	V3	incl. TÜV Abnahme Vorort	Normal Überdrucksicherheitsventil (direkt am Behälter befestigt)		1			500,00 €	500,00 €	www.landefeld.de
5	V4		Sicherheitsventil (autom. Absperrventil bei Störungen) (Shut-Off Valve		1			1.200,00 €	1.200,00 €	Angebot GSR (mechanisch ca. 10
6				Durchflußmessung zur Volumenbe	0			3.200,00 €	0,00 €	Bronkhorst
7	**PD2**			Druckmesser 0-50 bar + Speisetrer	1		x	132,00 €	132,00 €	www.WIKA.de
8	**TD2**			Temperaturmesser	1		x	220,00 €	220,00 €	WIKA
9		Transport und Aufstellung			1			7.500,00 €	7.500,00 €	Mail von Herrn Althaus
10		TÜV / Abnahme (gesamte Anlage)			1			2.000,00 €	2.000,00 €	Mail von Herrn Althaus (VAKO)
11		**Zwischensumme**								**126.152,00 €**
12										
13	2	**Speicher 95m³ / 50 bar**	geplant 2 Sicherheitsventile / 1 Absperrventil		1			114.000,00 €	114.000,00 €	Vako
14	V1	Behälter 2 +	Absperrventil (zum Trennen des Behälters manuell)		1			300,00 €	300,00 €	www.landefeld.de
15	V2		Zweites Absperrventil (Austausch der Ventile)		1			300,00 €	300,00 €	www.landefeld.de
16	V3		Normal Überdrucksicherheitsventil (direkt am Behälter befestigt)		1			500,00 €	500,00 €	www.landefeld.de
17	V4		Sicherheitsventil (autom. Absperrventil bei Störungen)		2			1.200,00 €	2.400,00 €	Angebot GSR / samson (das 2 zur
18				Durchflußmessung zur Volumenbe	0			3.200,00 €	0,00 €	Bronkhorst
19	**PD3**			Druckmesser 0-50 bar + Speisetrer	1		x	132,00 €	132,00 €	wika (740,74€; Angebot Pos. 10)
20	**TD3**			Temperaturmesser	1		x	220,00 €	220,00 €	wika
21		Transport und Aufstellung			0			7.500,00 €	0,00 €	Mail von Herrn Althaus
22		TÜV / Abnahme (gesamte Anlage)			0			2.000,00 €	0,00 €	Mail von Herrn Althaus
23		**Zwischensumme**								**117.852,00 €**
24										
25	3	**Speicher 95m³ / 50 bar**	geplant 2 Sicherheitsventile / 1 Absperrventil		1			114.000,00 €	114.000,00 €	Vako
26	V1	Behälter 3 +	Absperrventil (zum Trennen des Behälters manuell)		1			300,00 €	300,00 €	www.landefeld.de
27	V2		Zweites Absperrventil (Austausch der Ventile)		1			300,00 €	300,00 €	www.landefeld.de
28	V3		Normal Überdrucksicherheitsventil (direkt am Behälter befestigt)		1			500,00 €	500,00 €	www.landefeld.de
29	V4		Sicherheitsventil (autom. Absperrventil bei Störungen) (Shut-Off Valve		1			1.200,00 €	1.200,00 €	Angebot GSR (mechanisch ca. 10
30				Durchflußmessung zur Volumenbe	0			3.200,00 €	0,00 €	Bronkhorst
31	**PD4**			Druckmesser 0-50 bar + Speisetrer	1		x	132,00 €	132,00 €	wika (740,74€)
32	**TD4**			Temperaturmesser	1		x	220,00 €	220,00 €	wika
33		Transport und Aufstellung			0			0,00 €	0,00 €	Mail von Herrn Althaus
34		TÜV / Abnahme (gesamte Anlage)			0			2.000,00 €	0,00 €	Mail von Herrn Althaus (VAKO)
35		**Zwischensumme**								**116.652,00 €**
36										
37	4	Speicher 1,6m³ / 45 bar	geplant 2 Sicherheitsventile / 1 Absperrventil		1			15.000,00 €	15.000,00 €	Vako Angebot, aber nur für 12 ba
38		Behälter 5 +	Absperrventil (zum Trennen des Behälters manuell)		1			300,00 €	300,00 €	www.landefeld.de
39			Zweites Absperrventil (Austausch der Ventile, Manometer...)		1			300,00 €	300,00 €	www.landefeld.de
40			Normal Überdrucksicherheitsventil (direkt am Behälter befestigt)		1			500,00 €	500,00 €	www.landefeld.de
41			Sicherheitsventil (autom. Absperrventil bei Störungen)		1			1.200,00 €	1.200,00 €	Angebot GSR (mechanisch ca. 10
42	**RV10**		Rückschlagventil		1			253,30 €	253,30 €	Angebot Weh
43			Entlüftungsventil / 45 bar		1			300,00 €	300,00 €	www.landefeld.de
44				Durchflußmessung zur Volumenbe	0				0,00 €	
45	**PD5**			Druckmesser 0-50 bar + Speisetrer	2		x	132,00 €	264,00 €	wika ((740,74€))
46	**TD5**			Temperaturmesser	1		x	220,00 €	220,00 €	wika
47		Transport und Aufstellung			0			7.500,00 €	0,00 €	
48		TÜV / Abnahme (gesamte Anlage)			0			2.000,00 €	0,00 €	Mail von Herrn Althaus (VAKO)
49		**Zwischensumme**								**18.337,30 €**
50										
51	5	Speicher 4,0m³ / 12 bar	geplant 2 Sicherheitsventile / 1 Absperrventil		1			16.100,00 €	16.100,00 €	Vako Angebot
52		Behälter 6 +	Absperrventil (zum Trennen des Behälters manuell)		1			300,00 €	300,00 €	www.landefeld.de
53			Zweites Absperrventil (Austausch der Ventile)		1			300,00 €	300,00 €	www.landefeld.de
54			Normal Überdrucksicherheitsventil (direkt am Behälter befestigt)		1			500,00 €	500,00 €	www.landefeld.de
55			Sicherheitsventil (autom. Absperrventil bei Störungen)		2			1.200,00 €	2.400,00 €	Angebot GSR
56			Rückschlagventil		0			253,30 €	0,00 €	Angebot Weh
57			Entlüftungsventil / 12 bar		1			300,00 €	300,00 €	www.landefeld.de
58				Durchflußmessung zur Volumenbe	0				0,00 €	
59	**PD1**			Druckmesser 0-50 bar + Speisetrer	1		x	132,00 €	132,00 €	wika
60	**TD1**			Temperaturmesser	1		x	220,00 €	220,00 €	wika
61		Transport und Aufstellung			0			7.500,00 €	0,00 €	
62		TÜV / Abnahme (gesamte Anlage)			0			2.000,00 €	0,00 €	Mail von Herrn Althaus (VAKO)
63		**Zwischensumme**								**20.252,00 €**
64										
82	7	Verdichter 5 auf 50 bar	geplant 1 Rückschlagventil / 1 Überbrückungsventil		1	x		50.000,00 €	50.000,00 €	sera
83		Verdichter (intern)	Absperrventil (Austausch der Ventile; Überbrückung des Verdichters)		4			300,00 €	1.200,00 €	www.landefeld.de
84	**RV7**		Rückschlagventil		1			253,30 €	253,30 €	Angebot Weh
85				Druckmesser 0-50 bar / Temperatı	2			900,00 €	1.800,00 €	WIKA
86				Temperatur	1			220,00 €	220,00 €	WIKA
87				Wasserstoffsensor (Sicherheitssen	1			1.300,00 €	1.300,00 €	Angebot Draeger
88		intern	Handventil (zur Überbrückung des Verdichters)		0			300,00 €	0,00 €	www.landefeld.de
89		Kompressor (Steuerdruck 10 bar)			1			7.500,00 €	7.500,00 €	AIR Industrie (Angebot aufgerun
90		Einhausung (Container) Schallschutz			1			8.000,00 €	8.000,00 €	http://www.riemag.de/schallsch
91		**Zwischensumme**								**70.273,30 €**
92										
101										
102	8	**Regelblock 2 (50bar)**	geplant 1 Regelventil / 1 Rückschlag	geplant Durchflußregler für Ventils	0			0,00 €	0,00 €	
103	**PC$_T$,PC$_H$**	ohne Hydridventilblock	Regel-/Steuerventil/ Druckregler		1			7.297,00 €	7.297,00 €	Angebot von Bronkhorst
104	**FC1-FC3**		Regel-/Steuerventil/ Durchflussregler		2			4.500,00 €	9.000,00 €	Angebot von Bronkhorst
105	**RV4-FV6;RV8,RV9**		Rückschlagventil		3			253,30 €	759,90 €	Angebot Weh
106	**FM4,FM5**			Durchflussmesser 0-15 m³/h (+Fitt	1		x	3.500,00 €	3.500,00 €	Angebot von Bronkhorst
107				Durchflussmesser 0-60 m³/h (+Fitt	0		x	4.400,00 €	0,00 €	Angebot von Bronkhorst
108			Absperrventil (Austausch der Ventile)		7			300,00 €	2.100,00 €	
109		Zwischensumme								**22.656,90 €**

Abbildung 133: Druckspeicherkomponenten als Beispiel für die Kostenermittlung zum Realisierungskonzept

Im Projektverlauf wurden die Kosten für die wesentlichen technischen Komponenten des Energiezentrums zumindest über Richtpreisangebote ermittelt. Die entsprechenden Angebote sind im Anhang beigefügt. Im Folgenden wird noch näher auf die Einzelpositionen eingegangen. Dabei wird eine Untergliederung gewählt, die sich im Grundsatz an der Unterteilung in Funktionsblöcke nach dem in Kapitel 8.1.2 vorgestellten Kennzeichnungsschlüssel orientiert. Bei einigen Positionen, wie z.B. der Einbindung in das Wärmesystem oder der Prozessanbindung, erfolgt die Auflistung aber getrennt, da es wenig Sinn machte, diese Pakete in die einzelnen Funktionsgruppen zu zerlegen. Abbildung 133 zeigt als Beispiel für die gewählte Vorgehensweise und als Anhaltspunkt für die vorliegende Detaillierung einen Ausschnitt aus der Zusammenstellung der Komponenten für die Speicherung von Wasserstoff in Druckbehältern. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden im Folgenden meist entsprechende Zusammenfassungen gezeigt und erläutert.

14.2.1 **Wasserstofferzeugung / Elektrolyse**

Tabelle 35: Kostenzusammenstellung für die Elektrolyse

Bezeichnung	Preis
Elektrolyseur mit Gasreinigung, Luftzerlegung, Prozesswasseraufbereitung	225.000,00
Druckregelventil	6.357,00
Rückschlagventil	253,30
Shut-Off-Ventil	1.200,00
Durchflussmesser	3.500,00
Druckmessgerät 0-50bar	900,00
Wasserstoffsensor (Sicherheitssystem)	1.300,00
Summe	**238.510,30**

Das Angebot der Firma ErreDue umfasst die wesentlichen Bestandteile der Elektrolyse. Zusätzlich notwendig sind die Hardwarekomponenten des Gasmanagers. Die Drucklufterzeugung, die sowohl für die Gasreinigung als auch für die Ventilsteuerung erforderlich ist, wurde dem Gasspeichersystem zugeordnet und ist daher in den Zahlen des Kapitels 14.2.2 enthalten.

14.2.2 **Gasspeicherung (Drucktanks, Verdichter und Komponenten)**

Für die Gasspeicherung wurden zunächst die drei Hauptspeicher, der Vorspeicher, der Pufferspeicher, der Verdichter und die Drucklufterzeugung inklusive der notwendigen Armaturen und der Einhausung berücksichtigt. Der Hydridtank, der, wie im Kapitel 6 erläutert, zusätzlich zum Hauptspeicher eingebunden werden kann, wird vorerst als Forschungsoption gesehen und daher in Kapitel 14.3.1 getrennt ausgewiesen.

Tabelle 36: Kostenzusammenstellung für die Druckgasspeicherung

Bezeichnung	Berechnung	Preis
Tanks, Armaturen, Messgeräte/Sensoren		478.812,80
Verdichter, Armaturen, Drucklufterzeugung		70.773,30
Verrohrung zw. Gebäude und Lager	270m x 30€/m	8.100,00
Fundamente und Bodenplatte		18.000,00
Zaun und Anfahrschutz	130m x 150€/m	19.500,00
	Summe	**549.586,10**

14.2.3 Rückverstromung / Brennstoffzellen und Batteriespeicher

Bei der Kostenzusammenstellung der Brennstoffzellensysteme wurde die in Kapitel 7 angeführte Entwicklungsoption mit berücksichtigt.

Tabelle 37: Kostenzusammenstellung für Rückverstromung und Batterie

Bezeichnung	Berechnung	Preis
Brennstoffzellensystem incl. Armaturen		127.000,00
Batteriesystem Li-Ionen 88kWh/ 60kW		125.000,00
	Summe	**252.000,00**

14.2.4 Hydraulische Einbindung in das Wärmemanagement

Tabelle 38: Kostenzusammenstellung für die Einbindung ins Wärmemanagement

Bezeichnung	Berechnung	Preis
Wärmetauscher Heizungssystem	5 x 3.250 €	16.250,00
Wärmetauscher zur Sole	1 x 3.250 €	3.250,00
Pumpen und Armaturen	8 x 3.000 €	24.000,00
Tischkühler (Notkühlung)		15.000,00
	Summe	**58.500,00**

Diese Komponenten beziehen sich auf die in Kapitel 11 erläuterte Einbindung der besonderen technischen Ausstattung in das Wärme- bzw. Kühlsystem des Energiezentrums gemäß Strangschema nach Abbildung 120 (siehe auch 1:1-Darstellung im Anhang).

14.2.5 **Hard- und Software für Prozessanbindung und Energiemanagement**

In diesem Abschnitt sind die Kosten für die Komponenten des Steuerungssystems zusammengefasst. Da Prozesssteuerung und Energiemanagement, wie in den Kapiteln 8.2 und 9 beschrieben, auf den gleichen Komponenten aufbauen, sind diese in einem Angebot zusammengeflossen. Die Kosten für den Aufbau der Schaltschränke sowie zur Implementierung und Inbetriebnahme sind nach den bei ISW vorliegenden Erfahrungen berechnet. Als Ingenieursleistung mit aufgenommen wurde auch die Entwicklung des Energiemanagements. Dabei wurde davon ausgegangen, dass diese Implementierung einer Version 0 entspricht, das heißt, dass die grundlegenden Funktionen implementiert sind, dass eine volle Funktionalität aber erst mit dem Sammeln von Betriebsdaten und –erfahrungen und einer entsprechenden Weiterentwicklung möglich ist. Diese dann noch notwendigen Arbeitsschritte sollten mit der Inbetriebnahme des Zentrums im Rahmen eines FuE-Projektes in Angriff genommen werden.

Tabelle 39: Kostenzusammenstellung der Hard- und Software für das Steuerungssystem

Bezeichnung	Berechnung	Preis
Hardware CPUs etc.		44.643,60
Schaltschränke		20.000,00
Verkabelung Lohn und Material		25.000,00
Programmierung v. Visualisierung und Leitsystem		23.040,00
Zentrale Einrichtung Gebäudeleittechnik		22.759,30
Programmierung Gasmanager	300 €/Datenpunkt	25.500,00
Programmierung der andern Stationen	300 €/Datenpunkt	32.100
Inbetriebnahme der Stationen		23.040,00
Entwicklung Energiemanagement V0		60.300,00
	Summe	**276.392,90**

14.2.6 **Zählersystem zur Bilanzierung**

Tabelle 40: Kostenzusammenstellung für das Zählersystem

Bezeichnung	Berechnung	Preis
Elektrische Zähler	9 St. à 850 €	7.650,00
Wärmemengenzähler Heizung	10 St. à 850 €	8.500,00
Wärmemengenzähler Kühlung	5 St. à 850 €	4.250,00
	Summe	**20.400,00**

Der Industrie-PC zur Zählerdatenerfassung (siehe Kapitel 8.2) wurde im Prozesssystem, Kapitel 14.2.5, Tabelle 39 mit berücksichtigt. Die Zahl der Zähler und deren Position sind in Abbildung 111, Abbildung 112 und Abbildung 113 dargestellt.

14.2.7 **Labor und Sicherheitstechnik**

Tabelle 41: Kostenzusammenstellung für Wasserstoffraumüberwachung und die Laborverrohrung

Bezeichnung	Berechnung	Preis
Raumüberwachung Wasserstoff	6 x 750 €	4.500,00
Steuerbox für die Sensoren		1.700,00
Installation, Anschluss und Abnahme		850,00
Abluftventilation mit EX-Schutz	2 x 5.500 €	11.000,00
Verrohrung in Labor und Technikraum	200 m^2 x 75€/m^2	15.000,00
	Summe	**33.050,00**

Bei der Raumüberwachung handelt es sich um Wasserstoffsensoren, die aktiv werden, bevor sich ein zündfähiges Gemisch bildet. Diese werden an der Decke der entsprechenden Räume montiert. Auf den Aufbau einer eigenen SPS-Steuerung zur Erfassung der Sensorsignale wurde verzichtet, da eine direkte Einbindung der Signale in die Sicherheitskette vorgesehen ist. Das heißt, dass beim Ansprechen des entsprechenden Sensors die Schutzfunktionen durch direkte Schaltvorgänge, z.B. durch das Ansprechen von Schützen, ausgelöst werden.

14.2.8 **Wasserstoffabgabe in den mobilen Bereich / Tankstelle**

Tabelle 42: Kostenzusammenstellung für Wasserstofftankstelle

Bezeichnung	Berechnung	Preis
Hardware (Ventile, Verrohrung, Messgeräte)		11.000,00
Automatisierung		3.200,00
Carport		5.443,30
Carportanlage (Zufahrt, Fundament, etc.)		10.000,00
	Summe	**29.643,30**

In diesen Positionen sind die Außenanlagen, die Hardware (Verrohrung, Kupplungen, etc.) sowie die Steuerung gemäß der Beschreibungen des Kapitels 10 enthalten.

14.2.9 **Sonstige Kosten**

Tabelle 43: Kosten weiterer Positionen

Bezeichnung	Berechnung	Preis
Wetterstation Globalstrahlung (direkt, diffus)		5.800,00
Wetterstation Kombisensor (Wind, Temperatur)		4.700,00
Wetterstation Datenerfassung und Sammlung		4.500,00
Begleitung durch Sicherheitsingenieur (Gefahren-analyse, Explosionsschutzdokument)		20.000,00
	Summe	**35.000,00**

Die notwendige Begleitung von Planung und Aufbau der Anlage durch eine Sicherheitsfachkraft gehört nicht zu den üblichen Leistungen nach der Kostengruppe 700 und wurde daher den Investitionskosten zugeordnet.

Zu berücksichtigen sind auch noch die Kosten für Ingenieursleistungen nach Kostengruppe 700, die sich, wie eingangs des Kapitels dargelegt, mit einem Faktor 0,18 aus den genannten Investitionskosten ergeben.

14.3 Forschungsoptionen nach aktuellem Stand

14.3.1 **Hydrid-Speicher mit Systemintegration und einem Fassungsvermögen von 2.500 m^3**

Der Hydrid-Speicher wird derzeit als Forschungsoption betrachtet. Das Gas-Speicher-System ist so ausgelegt, dass der Hydrid-Speicher vollständig integrierbar ist. Es funktioniert aber auch ohne diesen speziellen Speicher. Die entsprechenden Baumaßnahmen für Fundamente und Wasserbehälter im Sicherheitsbereich der Speicherung sollten beim Bau des Zentrums in jedem Fall mit ausgeführt werden, da sie später nur noch sehr schwierig durchzuführen sind.

Tabelle 44: Kostenzusammenstellung für den Hydrid-Speicher

Bezeichnung	Berechnung	Preis
Speichermaterial	ca. 34 €/kg	464.440,00
Behälter		275.000,00
Ventile, Verrohrung, Sensoren		25.000,00
Steuerung		5.763,60
	Summe	**770.203,60**

Die größten Kosten beim Hydrid-Speicher werden durch das Speichermaterial verursacht. Diese Position bringt leider auch die größten Unsicherheiten bei der Kostenermittlung mit sich. Entsprechende Lieferanten stellen aktuell wohl eher Labormengen des Materials her. Die Spanne der Kosten liegt hierbei zwischen 50 €/kg und 100 €/kg. Nach eigenem Bekunden wäre eine Menge von 14 t sicher Anlass für entsprechend günstigere Konditionen. Welche Skalierungseffekte tatsächlich auftreten, ist aber nicht klar, da die Hersteller zur Produktion der entsprechenden Mengen erst wieder besondere Anlagen aufbauen oder in Betrieb nehmen müssten. In der Kalkulation der Tabelle 44 wurden 34 €/kg veranschlagt. Dieser Betrag liegt deutlich über dem Preis der Rohmaterialien auf dem Weltmarkt, aber unter den bisher für Labormengen ausgehandelten Preisen.

14.3.2 **Kraftwerkssystem**

Wie in Kapitel 12 beschrieben, stellt das Kraftwerksystem vor allem in Verbindung mit dem System des Energiemanagement des Zentrums eine interessante Forschungsoption dar. Nach den gemachten Ausführungen ist die Ausstattung eines solchen Systems nach oben hin völlig offen. Zudem hängen die Kosten natürlich davon ab, ob die Offline- oder Online Variante realisiert wird. Die in Tabelle 45 zusammengestellten Kosten gehen von einem Offline-System aus, das die Komponenten des Energiesystems des Zentrums integriert, und darüber hinaus um Messstellen an interessanten Erzeugungs- und Verbrauchsstationen ergänzt wurde. Bei den Angaben handelt es sich um reine Investitionskosten. Die mit der Entwicklung der Elemente des Kraftwerkssystems, der Datenerfassung und der Erprobung und Auswertung verknüpften Personalkosten sind in einem entsprechenden FuE-Projekt abzubilden.

Tabelle 45 Investitions- und Betriebskosten für das Kraftwerksystem (ohne Personalkosten)

Bezeichnung	Berechnung	Preis
PC inkl. Software und Simulation		8.000,00
Erzeuger, Solar nachgef., 2 BHKW, 1 Wasserkraft	1x1.800 + 3x2.500	9.300,00
Verbrauchsgruppen 2xNachrüstung, 4xUmrüst.	2x3.000 + 4x1.800	13.200,00
	Summe	**30.500,00**
Betriebskosten Datenübertragung f. 10 Stationen	10 € pro Monat	1.200 € pa

14.4 Energieerzeugung

Bei der Energieerzeugung gibt es aus Kostensicht zwei mögliche Vorgehen. Zum einen können die Anlagen zur Erzeugung als extern betrachtet werden, dann sind dem Betreiber entsprechende Beiträge für die gelieferte elektrische Energie zu erstatten. Hinzu kommen je nach Situation noch Kosten für die Netznutzung, sowie Steuern und Abgaben. Zum andern ist es möglich, die Kleinwindanlage und die Photovoltaikanlagen dem Energiezentrum fest zuzuordnen. Diese sollten daher durch das Zentrum bzw. die Zentrums-Gesellschaft gebaut werden. Bei den Großwindanlagen ist, wie bereits erwähnt, eine Investition durch Dritte ge-

plant. Ob dabei die Option besteht, durch einen gewissen Anteil am Invest einen Anlagenteil zu erwerben (Beteiligungsmodell), ist derzeit noch nicht klar. Die Daten in Tabelle 46 wurden dennoch unter der Annahme einer Beteiligung an den Großwindanlagen zusammengestellt.

Tabelle 46 Investitionskosten für die Energieerzeugung

Bezeichnung	Berechnung	Preis
Kleinwindanlage		28.653,78
PV Fassade 1.500 €/kW	18 kW	27.000,00
PV Dach Foyer 1.500 €/kW	25,5 kW	38.250,00
PV Flachdach 1.500 €/kW	54 kW	81.000,00
Anteil Großwindanlage 1.500 €/kW	120 KW	180.000,00
	Summe	**354.903,78**

14.5 Wartungs- und Ersatzkosten

Tabelle 47 Kosten für Wartung und Ersatzbeschaffung in 10 Jahren umgelegt auf eine jährliche Rücklage

Bezeichnung	Berechnung	Preis
Kontrolle der Wasserstoff-Sicherheits-Sensoren	2 x 700 €	1.400
Kalibrierung der Sensoren (Flussmesser)		1.000
Wartungsarbeiten Verdichter		1.440
Wartungsarbeiten Elektrolyseur		1.000
Sicherheitsüberprüfung Drucktanks		1.000
Rücklagen für Brennstoffzellenstacks	54.000 €	5.400
	Summe	**11.240**

Es wurde im Verlauf des Projektes von Seiten der Wirtschaft und Marketing Soest GmbH als potentiellem Investor häufiger nach den Betriebskosten gefragt. Obwohl diese zum jetzigen Zeitpunkt nur schwer kalkulierbar sind, wurde deshalb eine Abschätzung vorgenommen, deren Ergebnis in der Tabelle 47 zusammengefasst ist. Als reine Wartungskosten wurden die Überprüfung der Sicherheitseinrichtungen zweimal im Jahr, die Wartung des Verdichters und des Elektrolyseurs und eine Rücklage für die TÜV-Überprüfung der Druckbehälter nach 10 Jahren angegeben. Dabei wurden die in der Simulation ermittelten Laufzeiten für die Geräte zugrunde gelegt und dann jeweils aus den in 10 Jahren anfallenden Wartungskosten ein jährlicher Betrag im Sinne einer Rücklage ermittelt. Mit berücksichtigt wurden auch die Kosten, die für eine Ersatzbeschaffung innerhalb von 10 Jahren Betriebszeit anfallen. Dies betrifft nach den in Kapitel 7 gemachten Angaben die Brennstoffzellenstacks, die sehr wahr-

scheinlich innerhalb dieser Zeit einmal getauscht werden müssen. Hier wurden geschätzte Investitionskosten von 54.000 € auf 10 Jahre umgelegt. Die Batterie und der Elektrolyseur haben eine Lebenserwartung von mindestens 13 Jahren, so dass hierfür keine Rücklagen veranschlagt wurden.

15 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Struktur des Hybridenergiesystems des Südwestfälischen Energiezentrums (SWF-EZ) 10

Abbildung 2: Grundlagen der thermischen Gebäudesimulation 12

Abbildung 3: Ersatzschaltbild einer Solarzelle....15

Abbildung 4: U/I-Charakteristik des Moduls „Yingli Panda 255“ 16

Abbildung 5: Sonneneinfallswinkel auf eine geneigte Fläche 16

Abbildung 6: Sonnenbahndiagramm für Soest im Jahresverlauf....17

Abbildung 7: Vergleich der Solarstrahlung auf eine horizontale und eine um 30° geneigte nach Süden ausgerichtete Fläche 18

Abbildung 8: Modellstruktur Brennstoffzelle 19

Abbildung 9: U/I Modell Brennstoffzelle 20

Abbildung 10: Spannungs- und Leistungskennlinien eines BZ-Stacks 20

Abbildung 11: Empirisches Brennstoffzellenmodell....21

Abbildung 12: Modell für thermischen Speicher und Wärmepumpe 23

Abbildung 13: Struktur des implementierten Systemsimulationsmodells 23

Abbildung 14: Leistungsdauerlinien für eine Beispielkonfiguration 24

Abbildung 15: Leistungserzeugung und Lastbedarf von 2007 bis 2010 25

Abbildung 16: Tagescharakteristik von Leistungsbedarf und Energiebereitstellung 26

Abbildung 17: Algorithmus zum Bestimmen einer optimalen Erzeugung basierend auf PV und Windkraft 27

Abbildung 18: Iterationsergebnisse bei einer Variation des Leistungsverhältnisses von WKA- und PV-Anlagen 28

Abbildung 19: Analyse Elektrolyseur Leistung 29

Abbildung 20: Bewertung H2 Speicherkapazität 30

Abbildung 21 : Abweichung bei der elektrischen Lastprognose mit Versatz um eine Woche....31

Abbildung 22 : Abweichung bei der thermischen Lastprognose mit einem Versatz von einem Tag 32

Abbildung 23: Prognoseabweichung der PV-Anlagenleistung für eine Nennleistung von 76,5 kW_p....33

Abbildung 24: Managementschema des Hybridenergiesystems 34

Abbildung 25: Betriebsschema des Batteriekontrollers 35

Abbildung 26 : Füllstand des Wasserstoffspeichers in einer 4 Jahressimulation ohne Manager 36

Abbildung 27 : Leistung am Netzknoten in einer 4 Jahressimulation ohne Manager 37

Abbildung 28: Vergleich des SoCs mit und ohne Management 38

Abbildung 29: Management mit sinusförmigen oberen und unteren Schranken 39

Abbildung 30: Leistung am Netzknoten in einer 4 Jahressimulation mit Manager 40

Abbildung 31: Management mit angepasstem Valenzband 41

Abbildung 32: Leistung am Netzknoten in einer 4 Jahressimulation mit angepasstem Manager 41

Abbildung 33: Wasserstoffspeicher-Füllstand (SoC) bei verschiedenen Speichergrößen 42

Abbildung 34: Netzbelastung bei verschiedenen Speichergrößen 42

Abbildung 35: über den Netzknoten umgesetzte Energie als Funktion der Speichergröße 43

Abbildung 36: Tagescharakteristik von Energieerzeugung und Verbrauch im KonWerl in Minuten-Auflösung für den 27.09.2013 44

Abbildung 37: SoC-Dauerlinie, sortiert nach dem SoC mit Markierung der Grenzbereiche des Managers (vergl. Kapitel 2.4) 46

Abbildung 38: SoC-Dauerlinie im SoC-Bereich zwischen 20% und 60% 47

Abbildung 39: Steigung des SoC-Verlaufs als Ableitung der SoC-Dauerlinie 47

Abbildung 40: Änderung der Steigung bei Kapazitäserhöhung um 10kWh 48

Abbildung 41: Mittlere Einschaltdauer des Elektrolyseurs 49

Abbildung 42: Erste Vorüberlegungen zur Entwicklung des Standortes im Industriegebiet KonWerl 51

Abbildung 43: Grundriss des Erdgeschosses zur Veranschaulichung des ursprünglich favorisierten Gebäudeentwurfs 52

Abbildung 44: Luftbild des Standorts in Soest 53

Abbildung 45: Mögliche Anordnung der Baugruppen des für Werl erstellten Gebäudeentwurfs am Standort Soest mit stehenden H2-Tanks 53

Abbildung 46: Lageplan des aktuellen Entwurfs zum Energiezentrum 54

Abbildung 47: Seitenansichten des Energiezentrums (oben von der Eingangsseite, unten von der „Rückseite“; Werkstraße) 55

Abbildung 48: Grundriss des Erdgeschosses mit einer möglichen Anordnung der Räume 56

Abbildung 49 Grundriss des Obergeschosses 57
Abbildung 50: Einfache 3D-Visualisierung des Zentrums analog zur Abbildung 47....58
Abbildung 51: Beispiel einer Heiz- / Kühldecke, Quelle: Fa. Emco Klimatechnik....59
Abbildung 52: Prinzip einer elektrisch angetriebenen Wärmepumpe 60
Abbildung 53: Erdsonde mit Sondenkopf in DN 32 und DN 40, Quelle: Haka Gerodur AG 63
Abbildung 54: Einfluss der Jahreszeiten auf die Temperatur der obersten Erdschichten, Quelle: Bundesverband Wärmepumpen e.V. 64
Abbildung 55: Beispiel einer Teilklimaanlage mit den Funktionen: WRG, Kühlen, Entfeuchten und Heizen; Quelle: Howatherm....65
Abbildung 56: Beispiel eines Deckendrallauslass; Quelle: Schako Ferdinand Schak KG 66
Abbildung 57 Mögliche Anordnung der Komponenten im Technikraum 67
Abbildung 58: Mögliche Anordnung der Photovoltaikmodule im Dachbereich des Foyers a) volle Belegung der Fläche b) reduzierte Belegung zur Reduktion der Verschattungsproblematik....70
Abbildung 59: Schattenwurf am 21.Juni um 7:00Uhr 71
Abbildung 60: Schattenwurf am 21. Juni um 18:00Uhr 71
Abbildung 61: Verschiedene Möglichkeiten der Fassadenintegration 72
Abbildung 62: Mögliche Anordnung der auf dem Flachdach aufgeständerten Solarmodule....73
Abbildung 63: Beispiele für Mikrowindanlagen besonderer Bauart mit horizontaler Achse (Bildquellen: Webseite bzw. Anlagenprospekt)....76
Abbildung 64: Beispiele für Mikrowindanlagen mit vertikaler Achse (Bildquellen: Webseite und Anlagenprospekt) 77
Abbildung 65: Lage der Potentialflächen (grüne Kreise) im Überblick....81
Abbildung 66: Lage der Potentialflächen im Detail....82
Abbildung 67: Lageplan des Umspannwerkes zum Anschluss der geplanten WEA....85
Abbildung 68: prinzipieller Aufbau einer alkalischen Elektrolysezelle [12]....90
Abbildung 69: Funktionsprinzip einer PEM Elektrolysezelle [12] 91
Abbildung 70: Grundriss des Technikraumes mit Elektrolyseuren und zusätzlichen Komponenten (Ausschnitt aus Abbildung 57)....101
Abbildung 71: Elektrolyseanlage (2 mal G10) bei Fa. Wieland, Pforzheim....102

Abbildung 72: Vorderseite (links) und Rückseite (rechts) der Gasreinigung DPH12 bei Fa. Wieland, Pforzheim 104
Abbildung 73: Prozess-Schema des PSA-Stickstoffgenerators 105
Abbildung 74: Blockschema der Wasserstoffspeicherung 111
Abbildung 75: KDI-Kurve von Hydralloy C5 113
Abbildung 76: Fließbild des Metallhydridspeichersystems 115
Abbildung 77: 3D-Modell des Wasserstoff-Hydrid-Speichers 116
Abbildung 78: bildliche Darstellung der nach IGC Doc 15/06/E der EIGA geforderten Sicherheitsabstände bei Mitteldruckbehältern 121
Abbildung 79: Behälteraufstellung innerhalb der Sicherheitszone des Gaslagers 122
Abbildung 80: Ansicht eines 20 Fuß Standardcontainers mit beidseitigem Eingang und zusätzlichem Seiteneingang von der Firma H&S Container 123
Abbildung 81: Raumaufteilung des Schallschutzcontainers 123
Abbildung 82: schematische Darstellung der Verrohrung zwischen Gaslager und Gebäude 125
Abbildung 83: Funktionsschema des Wasserstoffspeichers 127
Abbildung 84: Funktionsablauf im Umfeld des Gasspeichers in graphischer Form 131
Abbildung 85: Ausschnitt aus dem Übersichtsblockschaltbild, Vorspeicher mit allen Ventilen und Sicherungen 135
Abbildung 86: Architektur der Netzeinbindung und des Steuerungssystems für die Rückverstromung 140
Abbildung 87: Brennstoffzellenkühlsystem 141
Abbildung 88: Kommunikationsdaten zwischen DDC, Brennstoffzelle und Wechselrichter 142
Abbildung 89: Brennstoffzellen in autarker Modulbauweise ohne Zentraleinheit 145
Abbildung 90: Modulbauweise mit Zentraleinheit 146
Abbildung 91: Die unterschiedlichen Kennzeichnungsarten eines Kraftwerkssystems 148
Abbildung 92: Struktur des verfahrenstechnischen Kennzeichnungsschlüssels 149
Abbildung 93: Exemplarische Darstellung zur Untergliederung des verfahrenstechnischen Kennzeichnungsschlüssels 149
Abbildung 94: Numerische Kennzeichnungselemente des Kennzeichnungsschlüssels 150
Abbildung 95: Die erste Gliederungsstufe 150
Abbildung 96: Funktions-Schlüssel 151

Abbildung 97: Fortlaufende Präfix-Nummer zur Unterscheidung gleicher Systeme 152

Abbildung 98: Fortlaufende Systemzählzahl zur Unterscheidung gleicher Untergruppen 152

Abbildung 99: Aggregat-Schlüssel der zweiten Gliederungsstufe 152

Abbildung 100: Aggregatzählzahl 153

Abbildung 101: Betriebsmittelschlüssel und dazugehörige Betriebsmittelzählzahl 153

Abbildung 102: Prinzip der Automatisierungsstruktur 156

Abbildung 103: Verschiedene Prozesse und Komponenten des Energiezentrums 158

Abbildung 104: Kommunikationsstruktur des Prozesssystems (eine Darstellung in größerem Format ist im Anhang zum Bericht zu finden) 158

Abbildung 105: Schematische Darstellung der Kommunikationspfade des Reglers für den Netzknoten 159

Abbildung 106: Schematische Darstellung der Kommunikationspfade des Managers für den Speicherfüllstand der Batterie (SOC-Manager) 160

Abbildung 107: Schematische Darstellung der Kommunikationspfade des Gasmanagers 161

Abbildung 108: Herkömmliche Gerätearchitektur im Vergleich zur EtherCAT-Gerätearchitektur 161

Abbildung 109: Schaubild des Elektrolyseurs als Beispiel für die Prozessvisualisierung..164

Abbildung 110: Anbindung der Großwindkraftanlage an die Automatisierungsstruktur des Energiezentrums 164

Abbildung 111: Zählersystem zur Erfassung der elektrischen Bilanzdaten 165

Abbildung 112: Zählersystem zur Erfassung der Heizwärme 166

Abbildung 113: Zählersystem zur Erfassung des Wärmetransfers mit der Sole 166

Abbildung 114: Funktionsprinzip des DEMS [14] 168

Abbildung 115: Schematische Darstellung des Gesamtsystems und der vier Elemente des Energiemanagers (roter Bereich) 169

Abbildung 116: Testaufbau bestehend aus Gebäudeleittechnik, Touch-Panel, Siemens Steuerung, Hardware-Anwendung und Programmiersoftware STEP 7....171

Abbildung 117: Prinzipieller Aufbau der TwinCAT 3 Software 172

Abbildung 118: Fließbild Übergabestation von Wasserstoff aus dem Energiezentrum an Fahrzeuge 176

Abbildung 119: NFC Topologie 178

Abbildung 120: Strangschema zur Hydraulik der verschiedenen Systeme im Energiezentrum (Originalgröße und Legende, siehe Anhang) 181

Abbildung 121: Wärmetechnische Kenndaten der einzelnen Komponenten des Energieversorgungssystems auf der Heizungsseite 182

Abbildung 122: Wärmetechnische Kenndaten der einzelnen Komponenten des Energieversorgungssystems auf der Soleseite 182

Abbildung 123: Grundelemente als Bausteine eines nahezu beliebigen Kraftwerksystems 187

Abbildung 124: Solar-Home-System als einfaches Beispiel für ein aus den Grundbausteinen zusammengesetztes Kraftwerksystem 188

Abbildung 125: Netzwerkarchitektur Lastgruppen Kraftwerksystem 189

Abbildung 126: Mögliche Basis für ein Anbindungsmodul des Kraftwerksystems 192

Abbildung 127: Multifunktionaler Netzanalysator mit Anschlussmöglichkeiten (Beispiel UMG 96RM der Firma Janitza) 194

Abbildung 128 Leerformular der DIN EN 14121-2 zur Identifizierung von Gefährdungen 204

Abbildung 129: Beispiel eines Risikographen zur Einschätzung des Risikos 207

Abbildung 130: Leerformular für einen Risikographen der DIN EN 14121-2 208

Abbildung 131: Risikograph Methode zur Einstufung des SIL [17] 210

Abbildung 132: Kostenschätzung für das Energiezentrum nach DIN 276 (Besonderheiten, siehe Text) 216

Abbildung 133: Druckspeicherkomponenten als Beispiel für die Kostenermittlung zum Realisierungskonzept 217

16 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kriterienkatalog zur Auswahl der Windkraftanlagen und Gewichtung der Punkte 75

Tabelle 2: Vergleichstabelle für ausgewählte Anlagentypen (Berechnungsgrundlagen und Hinweise: siehe Text) 79

Tabelle 3: Ergebnisse der Schallanalysen im Umfeld der Anlagenstandorte....83

Tabelle 4: Ausschnitt aus dem vorliegenden Ertragsgutachten....84

Tabelle 5: Typische Temperaturbereiche, Halbzellenreaktionen und Ladungsträger der drei wesentlichen Arten der Wasserelektrolyse 87

Tabelle 6: Übersicht der Hersteller von alkalischen Elektrolysesystemen mit Angabe von Baureihen, Betriebsdrücken und Produktionsraten....94

Tabelle 7: Übersicht der Hersteller von PEM-Elektrolyseuren mit Angabe von Baureihen, Betriebsdrücken und Produktionsraten 95

Tabelle 8: Datentabelle zur Abfrage gerätespezifischer Kenndaten....96

Tabelle 9: Fragenkatalog zum Betrieb des Elektrolyseurs 97

Tabelle 10: Auswahl der in Frage kommenden Elektrolyseure 98

Tabelle 11: Zusammenstellung der einzelnen Komponenten für die Wasserstofferzeugung 102

Tabelle 12: Auswahl übertragbarer Systemparameter der Komponenten 108

Tabelle 13: Speichervolumen und Druckbereich der Behälter 112

Tabelle 14: wesentliche technische Spezifikationen der Druckbehälter 112

Tabelle 15: technische Parameter des Verdichters D100VE der Firma SERA....119

Tabelle 16: Kennwerte des Kompressors zur Drucklufterzeugung....126

Tabelle 17: Zusammenstellung der in Abbildung 83 verwendeten Bezeichnungen....127

Tabelle 18: Grenzsituationen und Reaktionen des Gasmanagers 132

Tabelle 19: interne Datenpunkte des Speichermanagers in tabellarischer Form....133

Tabelle 20: Verfügbare Brennstoffzellensysteme nach der durchgeführten Marktrecherche....138

Tabelle 21: Verfügbare Wechselrichter für den Betrieb einer Brennstoffzelle....140

Tabelle 22: Blöcke des Energiezentrums und ihre numerische Kennzeichnung 150

Tabelle 23: Projektspezifischer Funktions-Schlüssel 151

Tabelle 24: Kennzeichnung der Druckbehälter im Wasserstoffspeicher bei der Anwendung des Kennzeichnungssystems des VGB 154

Tabelle 25: Auszug aus der Kennzeichnungsliste für den Wasserstoffbereich.....155

Tabelle 26: Auswahl relevanter Kraftwerkskomponenten für ein Kraftwerkssystem ...186

Tabelle 27: Mögliche Varianten bei einer Messung auf der Mittelspannungsseite 193

Tabelle 28: Mögliche Varianten bei einer Messung auf der Niederspannungsseite....193

Tabelle 29: Tabelle möglicher Gefährdungen aus ISO 12100:2010, Anhang B, die als allgemeine Checkliste verwendet werden kann. 198

Tabelle 30: Tabelle möglicher Gefährdungssituationen 201

Tabelle 31: Tabelle möglicher Gefährdungsereignisse 203

Tabelle 32: Beispiel einer Matrix zur Risikoeinschätzung gemäß der in Kapitel 13.3.3.1 beschriebenen Vorgehensweise.....206

Tabelle 33: Ausfallgrenzwerte für eine Sicherheitsfunktion in der Prozessindustrie, die in der Betriebsart mit niedriger Anforderungsrate betrieben wird (Low Demand) 209

Tabelle 34: Obere Hierarchie der Kostengruppen nach DIN 276 215

Tabelle 35: Kostenzusammenstellung für die Elektrolyse 218

Tabelle 36: Kostenzusammenstellung für die Druckgasspeicherung 219

Tabelle 37: Kostenzusammenstellung für Rückverstromung und Batterie 219

Tabelle 38: Kostenzusammenstellung für die Einbindung ins Wärmemanagement ...219

Tabelle 39: Kostenzusammenstellung der Hard- und Software für das Steuerungssystem 220

Tabelle 40: Kostenzusammenstellung für das Zählersystem 220

Tabelle 41: Kostenzusammenstellung für Wasserstoffraumüberwachung und die Laborverrohrung 221

Tabelle 42: Kostenzusammenstellung für Wasserstofftankstelle.....221

Tabelle 43: Kosten weiterer Positionen.....222

Tabelle 44: Kostenzusammenstellung für den Hydrid-Speicher.....222

Tabelle 45 Investitions- und Betriebskosten für das Kraftwerksystem (ohne Personalkosten).....223

Tabelle 46 Investitionskosten für die Energieerzeugung.....224

Tabelle 47 Kosten für Wartung und Ersatzbeschaffung in 10 Jahren umgelegt auf eine jährliche Rücklage.....224

17 Literaturverzeichnis

[1] Kemper, Philipp., *Development of a decenatralized energy supply for the South Westphalia Energy Center.* Soest : Master Thesis FH-SWF, 2013.

[2] Quaschning, Volker., *Regenereative Energiesysteme.* München : Carl Hanser Verlag, 2013. ISBN 978-3-446-43526-1.

[3] Hinteregger, Roman., *Prognose der Stromerzeugung aus verteilten Windenergieanlagen in einem Umspannwerkbezirk.* Wien : Diplomarbeit an der technischen Universität Wien, 2002.

[4] GmbH, ertex solartechnik., ertex solartechnik. [Online] [Zitat vom: 14. 02 2014.] www.ertex-solar.at.

[5] Solarworld., "Solar World technische Daten Downloads." [Online] [Zitat vom: 14. 02 2014.] http://www.solarworld.de/produkte/produkte/solarmodule/technische-details/technische-details/.

[6] European Commission, Joint Research Centre., "PVGIS." [Online] [Zitat vom: 14. 02 2014.] http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php.

[7] Renusol GmbH., "www.renusol.com." [Online] [Zitat vom: 14. 02 2014.] http://www.console.de/downloads.html.

[8] Bundesverband Windenergie e.V., *Kleinwindanlagen.* Berlin : BWE Service, 2011. ISBN 9-783942-579018.

[9] Sun Media Verlags GmbH., *Windenergieanlagen 2012.* Hannover : Sun Media Verlags GmbH, 2012. ISBN 978-3-9810-389-9-6.

[10] Encraft., "Warwickshire County Council." [Online] 2009. [Zitat vom: 19. 02 2014.] http://www.warwickwindtrials.org.uk/resources/Warwick+Wind+Trials+Final+Report+.pdf.

[11] Deutsche WindGuard., *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland.* Varel : s.n., 2013. Berichtsnummer: SP13007A1.

[12] Tom Smolinka, Martin Günther, Jürgen Garche., "Now Studie." *„Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien".* [Online] [Zitat vom: 04. 02 2014.] http://www.now-gmbh.de/fileadmin/user_upload/RE_Publikationen_NEU_2013/Publikationen_NIP/NOW-Studie-Wasserelektrolyse-2011.pdf.

[13] Fischer, Thomas., *Simulation von Metallhydridspeichern.* Dortmund : Universität Dortmund, 1987. Band 719 der Dissertationen.

[14] Siemens AG., DEMS. [Online] [Zitat vom: 10. 10 2013.] https://www.swe.siemens.com/italy/web/IC/SG/EA/applicazioni/Gestione%20di%20Micr

ogrid%20e%20Virtual%20Power%20Plant/PublishingImages/Smart%20Grid%20Application_DEMS.jpg.

[15] Claus Fest, Projektleiter., metropol-E. [Online] [Zitat vom: 26. 02 2014.] http://www.metropol-e.de.

[16] Schmitt Elektrotechnik GmbH., Schmitt Elektrotechnik GmbH. [Online] [Zitat vom: 11. 11 2013.] http://www.e-schmitt.de/index.php?option=com_content&task=view&id=141&Itemid=79.

[17] Siemens., Automation and Drive. [Online] [Zitat vom: 30. 01 2014.] http://www.automation.siemens.com/w1/efiles/.../pi/sil/sil_broschuere_de.pdf.